

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

Reporte Anual 2024

Torre Mapfre, Paseo de la Reforma 243, Piso 18, Colonia Renacimiento, Alcaldía Cuauhtémoc, C.P. 06600, Ciudad de México, México

Serie	A	С	Única	N/A
Especificación de las ca				
Clase	UNICA	UNICA	UNICA	N/A
Serie	A	С	TÍTULOS OPCIONALES	AMERICAN DEPOSITARY SHARES
Tipo	ORDINARIAS	ORDINARIAS	N/A	N/A
Número de acciones	98,150,716 Acciones Serie A	2 Acciones Serie C	N/A	80,924,355 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 2024

ÍNDICE

INFORMACIÓN INCLUIDA EN ESTE REPORTE ANUAL	2
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN	1
GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS	6
ESTIMACIONES FUTURAS	15
RESUMEN EJECUTIVO	18
INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA	21
FACTORES DE RIESGO	34
Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria	34
Riesgos relacionados con nuestra Compañía	49
Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentino y mexi	cano.
	57
Riesgos relacionados con nuestras Acciones Serie A y los ADS	75
OTROS VALORES	83
CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL	
REGISTRO	
INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA	
PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO	123
ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO	185
ACCIONISTAS PRINCIPALES	199
OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS	200
PROCEDIMIENTOS LEGALES	201
POLÍTICA DE DIVIDENDOS	202
CAMBIOS SIGNIFICATIVOS	204
HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES	205
INFORMACIÓN DE MERCADO	
DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS	213
ACUERDOS MATERIALES	239
CONTROLES CAMBIARIOS	240
DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO	259
PERSONAS RESPONSABLES	260
ANEXOS	262

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 I. INFORMACIÓN GENERAL			Sección del Reporte Anual	
		términos definidos	"GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS"	6
b)	b) Resumen ejecutivo		"RESUMEN EJECUTIVO"	
c)	Factores de	riesgo	"FACTORES DE RIESGO"	
d)	Otros valore	S	"OTROS VALORES"	83
e)	,	gnificativos a los derechos de ritos en el Registro	"CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO"	84
f)	Destino de los	s fondos	N/A	N/A
g)	Documentos	de carácter público	"DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO"	258
II. LA	EMISORA			•
a)	Historia y de	sarrollo de la Emisora	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Historia y desarrollo de la Compañía"	85
b)	Descripción	del negocio		
	(i)	Actividad principal	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Nuestro negocio" e "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Nuestra operación"	86 y 87
	(II)	Canales de distribución	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Nuestra operación – Transporte y tratamiento"	109
	(iii)	Patentes, licencias, marcas y otros contratos	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Nuestra operación – Propiedad Intelectual" y "PANORAMA DE LA INDUSTRIA y REGULATORIO – Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc."	113 y 171
	(iv)	Principales clientes	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Clientes y marketing"	112
	(v)	Legislación aplicable y situación tributaria	"PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina" y "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama de la industria del petróleo y gas en México"	123 y 137
	(vi)	Recursos humanos	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO – Empleados"	195
	(vii)	Desempeño ambiental	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Política ambiental"	117
	(viii)	Información del mercado	"INFORMACIÓN DE MERCADO"	205
	(ix)	Estructura corporativa	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	184 y 198
	(x)	Descripción de sus principales activos	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Nuestra operación" e "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Nuestra operación – Panorama General"	87 y 93
	(xi)	Procesos judiciales, administrativos o arbitrales	"PROCEDIMIENTOS LEGALES"	200
	(xii)	Acciones representativas del capital social	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	184 y 198

	Infor	rmación requerida	Sección del Reporte Anual	Pág.
	(xiii)	Dividendos	"POLÍTICA DE DIVIDENDOS"	201
	(xiv)	Controles cambiarios y otras limitaciones que afecten a los tenedores de títulos	"CONTROLES CAMBIARIOS"	239
III. IN	FORMACIÓN	N FINANCIERA		-
a)	Información	financiera seleccionada	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Información financiera seleccionada"	21
b)		financiera por línea de negocio, áfica y ventas de exportación	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación"	25
c)	Informe de	créditos relevantes	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Informe de créditos relevantes"	28
D)	sobre los re	s y análisis de la administración sultados de operación y la anciera de la Emisora	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora"	28
	(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"	28
	(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"	29
	(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"	31
E)	Estimacione contables c	es, provisiones o reservas ríticas	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas"	32
IV.AI	OMINISTRAC	CIÓN		-
a)	Auditores e	xternos	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	184 y 212
b)	Operacione conflictos de	s con personas relacionadas y e interés	"OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS"	199
c)	Administrad	lores y accionistas	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	184 y 198
d)	Estatutos so	ociales y otros convenios	"DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	212
V. M	ERCADO DE	CAPITALES		-
a)	Estructura a	accionaria	"HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES" y, "DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	204 y 212
b)	Comportam mercado de	iento de la acción en el valores	"HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES"	204
c)	Formador d	e mercado	N/A	-
			·	

Información requerida	Sección del Reporte Anual	Pág.
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	_
d) Otra información	N/A	_
VII. PERSONAS RESPONSABLES	"PERSONAS RESPONSABLES"	259
VIII. ANEXOS	"ANEXOS"	261

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

Definimos "EBITDA Ajustado" como utilidad del año, neta, más gasto por impuesto sobre la renta, ingresos (gastos) financieros, neto, depreciación, agotamiento y amortización, ganancia por combinaciones de negocios y ganancias por enajenación de activos, gastos de reestructura y reorganizaciones, ganancia relacionada con la transferencia de activos convencionales, otros costos no erogables en efectivo relacionados con la transferencia de activos convencionales y (reversión) el deterioro de activos de larga duración. Con efectos para los periodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, la Compañía ha ajustado la definición de EBITDA Ajustado en comparación con reportes anuales anteriores, excluyendo las ganancias relacionadas con la transferencia de activos convencionales y otros costos no erogables relacionados con la transferencia de activos convencionales. Creemos que al excluir las ganancias relacionadas con la transferencia de activos convencionales y otros costos no erogables relacionados con la transferencia de activos convencionales se obtiene una mejor representación de los rendimientos de la Compañía después de la Operación de Activos Convencionales (como se define a continuación), dado que las ganancias y pérdidas generadas por la Operación de Activos Convencionales tienen un impacto no recurrente solo durante la duración de la operación, y al excluirlos, permite a nuestra dirección e inversionistas analizar mejor nuestro rendimiento operativo central de manera consistente de un período a otro. Dado que la Operación de Activos Convencionales entró en vigor el 1 de marzo de 2023, no fue necesaria una revisión para períodos anteriores. 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 y ganancias por enajenación de activos, 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, (reversión) el deterioro 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, la eliminación de estos costos y costos 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 relacionados con las combinaciones de negocios y ganancias por enajenación de activos, las ganancias relacionadas con la transferencia de activos convencionales y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la transferencia de activos convencionales y el deterioro (reversión) de activos de larga duración 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 la "Utilidad Neta Ajustada" como la utilidad neta del año, más el impuesto sobre la renta diferido (gasto), los cambios en el valor razonable de los títulos opcionales, la ganancia relacionada con la transferencia de activos convencionales y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales y el deterioro (reversión) de activos de larga duración. Con efectos para los periodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, la Compañía ha ajustado la definición de Utilidad Neta Ajustada en comparación con reportes anuales anteriores al excluir las ganancias relacionadas con la transferencia de activos convencionales y otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales. Creemos que excluir las ganancias relacionadas con la transferencia de activos convencionales y otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales resulta en una mejor representación de los rendimientos de la Compañía después de la Operación de Activos Convencionales, dado que las ganancias y pérdidas generadas por la Operación de Activos Convencionales tienen un impacto no recurrente solo durante la duración de la operación, y al excluirlos, permite a nuestra dirección e inversionistas analizar mejor nuestro rendimiento continuo de manera consistente de un período a otro. Dado que la Operación de Activos Convencionales entró en vigor el 1 de marzo de 2023, no fue necesaria una revisión para períodos anteriores. El impuesto sobre la renta diferido (gasto) fue excluido 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 de EBITDA Ajustado" como la relación entre el EBITDA Ajustado y los ingresos por contratos con clientes más la Ganancia del Programa de Incremento de las Exportaciones. Con efectos para los periodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, la Sociedad ha ajustado la definición de Margen de EBITDA Ajustado en comparación con reportes anuales previos para añadir las Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones en el denominador, ya que considera que esto representa mejor los márgenes de la Sociedad, dado que se contabiliza en el EBITDA Ajustado, que es el numerador, haciendo que la relación sea consistente al tener impacto tanto en el numerador como en el denominador. Dado que el Programa de Aumento de las Exportaciones se estableció en octubre de 2023, no fue necesaria una revisión para períodos anteriores.

Definimos el rendimiento del capital promedio empleado (ROACE) como EBITDA Ajustado más depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, la ganancia relacionada con la transmisión de activos convencionales y otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales, dividido por la suma de la deuda total promedio y el capital total promedio. Para efectos de esta definición, la deuda total se compone de préstamos corrientes y no corrientes, pasivo por arrendamientos corrientes y no corrientes. Con efectos para los periodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, la Sociedad ha ajustado la definición de ROACE en comparación con los informes anuales anteriores para añadir las ganancias relacionadas a la transferencia de activos convencionales y otros costos no monetarios relacionados con la transferencia de activos convencionales en el numerador. Creemos que la adición de las ganancias relacionadas con la Operación de Activos Convencionales y otros costos no monetarios relacionados con la Operación de Activos Convencionales al numerador da como resultado una mejor representación de los rendimientos de la Sociedad tras la Operación de Activos Convencionales, dado que las ganancias y pérdidas generadas por la Operación de Activos Convencionales son contabilizadas en el resultado neto del ejercicio, y por lo tanto, en el total del capital contable, que se incluye en el denominador,

haciendo que el *ratio* sea consistente al tener impacto tanto en el numerador como en el denominador. Dado que la Operación de Activos Convencionales entró en vigor el 1 de marzo de 2023, no fue necesaria una revisión para períodos anteriores. Nuestra dirección considera que el ROACE puede ser una herramienta importante de medida de la eficiencia de la utilización del capital que empleamos, sea financiada por capital o deuda.

Presentamos el EBITDA Ajustado, el Margen de EBITDA Ajustado, la Deuda Neta, Utilidad Neta Ajustada 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, Utilidad Neta Ajustada y ROACE entre otras medidas, para propósitos de planificación interna y medición del desempeño. La Deuda Neta, el EBITDA Ajustado, el Margen de EBITDA Ajustado, Utilidad Neta Ajustada 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 de EBITDA Ajustado, la Utilidad Neta Ajustada 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 a la SdE (según se define más adelante) y la EIA (según se define más adelante), una de las principales empresas del sector, la Secretaría de Energía de Argentina y la Administración de Información Energética de los Estados Unidos, 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 2024. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 27 de enero de 2025 preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M"), para nuestras concesiones ubicadas en Argentina y México ("Reporte de Reservas 2024"). El Reporte de Reservas 2024 se incluye como Anexo "B" al presente Reporte Anual. D&M es un consultor independiente en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas de 2024 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2024 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Bajada del Palo Oeste,

Bajada de Palo Este, Aguada Federal, Águila Mora, Bandurria Norte, Coirón Amargo Norte, Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito SE, y Acambuco, 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 antes llamada 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 Restringidas" significan las Acciones Serie A o ADS restringidas que puede otorgar el Consejo de Administración conforme el Plan.
- "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.
- "Aconcagua" significa Petrolera Aconcagua Energía S.A.
- "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.
- "ADR" significa American Depositary Receipt, por sus siglas en inglés.
- "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.
- "AFBN" significa AFBN S.R.L.
- "AFIP" significa la Administración Federal de Ingresos Públicos de Argentina.
- "Agua Amarga" significa las concesiones de Jarilla Quemada y Charco Palengue.
- "Aike" significa Aike NBS S.A.U.
- "Aluvional" significa Aluvional S.A.
- "API" significa gravedad API, una medida de densidad del crudo establecida por *American Petroleum Institute*.

- "Argentina" significa la República Argentina.
- "Pesos Argentinos" y "AR\$" significa pesos argentinos, la moneda de curso legal en Argentina.
- "ASG" significan los factores Ambientales, Sociales y de Gobierno.
- "Baker Hughes" significa Baker Hughes Argentina, S.R.L.
- "bbl" significa barriles de petróleo.
- "BCRA" significa el Banco Central de la República Argentina.
- "Bnbbl" 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 y 5,614.5841 metros cúbicos de gas natural.
- "Bolsa" o "BMV" significa indistintamente, la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
- "Bonos" tiene el significado que se le atribuye en la Sección de "Deuda" del presente Reporte Anual.
- "BOPREAL" significa Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre.
- "BP" significa British Petroleum.
- "Btu" significa unidades térmicas británicas.
- "CAMMESA" significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
- "CASO" significa la concesión no convencional de Coirón Amargo Sur Oeste.
- "CEDEARS" significa los certificados de depósito argentinos.
- "CFE" significa Comisión Federal de Electricidad.
- "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 en México.
- "CNE" significa la Comisión Nacional de Energía de México.

- "CNH" significa la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- "CNV" significa la Comisión Nacional de Valores en Argentina.
- "COFECE" significa la Comisión Federal de Competencia Económica.
- "Compañía", "Vista", "Sociedad" o la "Emisora" significa Vista Energy, S.A.B. de C.V.
- "Concesiones de Explotación OAC" significan las concesiones en la Cuenca Neuquina, ubicada en Argentina: Entre Lomas, ubicada en la Provincia del 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.
- "Concesiones de Transporte OAC" significa 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.
- "Concesiones OAC" significa la referencia conjunta de las Concesiones de Explotación OAC y las Concesiones de Transporte OAC.
- "Constitución Argentina" significa la Constitución Nacional de la República Argentina.
- "Constitución Mexicana" significa la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- "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.
- "COT" significa Contenido Orgánico Total.
- "CO2e" significa Dióxido de carbono equivalente.
- "CRE" significa la antes llamada, Comisión Reguladora de Energía de México.
- "Crédito Puente" significa el contrato de crédito celebrado 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.
- "D&M" significa DeGolver and MacNaughton.
- "DCS" significa Sistema de Control Distribuido (Distributed Control System, por sus siglas en inglés)
- "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" o "Dólares Estadounidenses" 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).
- **"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 de fuentes controladas por la Compañía dentro de los límites organizacionales de la presentación de reportes, e incluyen la combustión, quema, ventilación y las fuentes fugitivas. Las emisiones de alcance 2 son emisiones indirectas de la energía utilizada por Vista, pero producida por un tercero, y pueden incluir electricidad, vapor y valor importados.
- "ENARGAS" significa el Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina.
- "Entre Lomas" significa las concesiones de Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro.
- "ENRE" significa el Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
- "Equinor" significa Equinor Argentina B.V.
- **"Equipo Ejecutivo"** significa el equipo ejecutivo de la Compañía según se describe en la sección "ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO Equipo Ejecutivo" 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.
- "FE" significa Factor de Emisión.
- "FMI" Fondo Monetario Internacional.
- "GEI" significa emisiones de gases de efecto invernadero.
- "Gobierno argentino" se refiere al gobierno nacional de Argentina.
- "GRI" significa la Global Reporting Initiative.
- "G&P" significa Gas y Petróleo del Neuquén, 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.
- "IOGP" significa la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas.
- "IPC" significa el Índice de Precios al Consumidor de Argentina.
- "IPIECA" significa la asociación mundial de la industria de petróleo y gas para cuestiones ambientales y sociales.

- "IVA" significa el Impuesto al Valor Agregado establecido en México o la República Argentina, según sea aplicable.
- "Ley Corta" significa la Ley 26,197.
- "Ley de Bases" significa la Ley No. 27,742 (Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos).
- "Ley de Hidrocarburos Argentina" significa la Ley de Hidrocarburos No. 17,319, modificada por la Ley No. 26,197 y la Ley No. 27,007.
- "Ley de Solidaridad" significa la Ley No. 27,541.
- "LMV" significa la Ley del Mercado de Valores, según sea modificada de tiempo en tiempo.
- "LPG" significa gas licuado de petróleo, por sus siglas en inglés.
- "MBA" significa maestría en administración de negocios (master in business administration.)
- "México" significa los Estados Unidos Mexicanos.
- " MM" significa millones.
- "Mboe" significa miles de barriles equivalentes de petróleo.
- " MMbbl" significa millones de barriles.
- " MMBoe" significa millones de barriles equivalentes de petróleo.
- " MMBtu" significa millones de unidades térmicas británicas.
- "MORENA" significa el partido electoral Movimiento Regeneración Nacional.
- "MSCI" significa Morgan Stanley Capital International, Inc.
- "Nabors" significa Nabors International Argentina S.R.L.
- "NCM" significa la Nomenclatura Común del MERCOSUR.
- "NDC" significan las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional.
- "NGL" significa, por sus siglas en inglés, líquidos de gas natural, incluyendo butano y propano.
- "NIC" significa las Normas Internacionales de Contabilidad.
- "NIIF" significa, las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el *International Accounting Standards Board* o *IAS*.
- "NIST" significa el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología.
- "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.
- "Opción de Compra" tiene el significado que se le atribuye en la Sección "Riesgos relacionados con nuestras Acciones Serie A y los ADS" del presente Reporte Anual.
- "OPEP" significa la Organización de Países Exportadores de Petróleo.
- "Operación de Activos Convencionales (OAC)" tiene el significado que se le atribuye en la Sección de "Eventos significativos del 2024 - Operación de Activos Convencionales en Vaca Muerta" del presente Reporte Anual.
- "OTE" significa Oiltanking Ebytem S.A.
- "Pan American Energy" significa Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina).
- "Pemex" significa Petróleos Mexicanos.
- "Pesos", "Ps." o "pesos" significa, indistintamente, la moneda de curso legal en México.
- "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 de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024" o "Plan Gas Ar 2020 2024" o "Plan Gas Ar" significa el plan implementado por el Gobierno de Argentina, al cual se hace referencia en la Sección "Plan Gas 2020-2024 (Plan Gas.Ar)" del presente Reporte Anual.
- "Plan Quinquenal" significa el plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2020-2024 de SENER.
- "Pluspetrol" significa Pluspetrol Resources Corporation.
- "**Programa de Notas**" tiene el significado que se le atribuye en la Sección de "*Deuda*" del presente Reporte Anual.

- "**Promotor**" significa conjuntamente, Riverstone y los señores Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby, Alejandro Cherñacov y Matías Weissel.
- "Protocolo de Kioto" tiene el significado que se le atribuye en la Sección de "Marco normativo argentino en relación con el cambio climático" del presente Reporte Anual.
- "Provincias" significa cada uno de los veintitrés estados federales a que se refiere la Constitución Argentina, los cuales, junto con la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, constituyen las jurisdicciones y divisiones territoriales de primer orden de la República Argentina.
- "REDD+" significa Reducción de Emisiones por Deforestación, Degradación forestal, así como el rol de conservación, manejo sustentable e incremento de las reservas forestales de carbono.
- **"Normas Cambiarias Argentinas"** significa tiene el significado que se le atribuye en la Sección de "Controles Cambiarios" del presente Reporte Anual.
- "NU" significa las Naciones Unidas.
- "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 2024" significa, el reporte de fecha 27 de enero de 2025 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.
- "Resolución" significa la resolución A/004/2023.
- "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), y se calcula como EBITDA Ajustado más depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, más la ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales, más otros costos no erogables relacionados con la transferencia de activos convencionales, 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.

"SAF" significa el Servicio Ampliado del FMI.

"SASB" significa Sustainability Accounting Standards Board.

"SbN" significa las soluciones basadas en la naturaleza.

"SCADA" significa Supervisory Control and Data Acquisition.

"SdE" significa Secretaría de Energía de Argentina.

"SEC" significa la U.S. Securities and Exchange Commission, por sus siglas en inglés.

"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.

"SLB" significa Schlumberger Limited.

"SOX" significa la Ley Sarbanes-Oxley.

"SPAC" significa "special purpose acquisition company".

"Tcf" significa billones de pies cúbicos.

"TCFD" significa el Grupo de Trabajo sobre Divulgación Financiera Relacionada con el Clima (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.

"TMEC" significa el Tratado de Libre Comercio de América del Norte.

"Tn" significa una tonelada métrica.

"Trafigura" significa Trafigura Argentina S.A.

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

"UVA" significa el coeficiente de estabilización de referencia.

"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.)

"VX Ventures" significa VX Ventures AenP.

"YPF" significa YPF, S.A.

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 nuevo gobierno en Argentina;
- acontecimientos económicos o políticos significativos en México, Argentina y Estados Unidos;
- cambios en las leyes, normas, reglamentos e interpretaciones y su ejecución aplicable a los sectores energéticos de Argentina y México y a través de América Latina, 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 imposición de la a la restricción de importación de bienes que son clave para el mantenimiento de nuestros activos.

- la revocación o modificación a nuestros contratos de concesión respectivos por parte de la autoridad que la otorgó;
- nuestra capacidad para renovar ciertas concesiones;
- 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 petróleo y gas en particular, y de energía en general, en Argentina y a nivel global;
- 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;
- 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;
- cambios en nuestros planes de inversión;
- las incertidumbres inherentes a la realización de estimaciones de nuestras reservas de petróleo
 y gas, incluidas las reservas de petróleo y gas recientemente descubiertas, y cambios a
 nuestras estimaciones previas de reserva;
- incremento en la competencia de mercado en los sectores energéticos en Argentina y México;
- cambios potenciales en la regulación y modificaciones al libre comercio impulsada por la evolución de las políticas comerciales de EE.UU. y acontecimientos políticos en México y otros países latinoamericanos;

- cambio climático y fenómenos metrológicos graves;
- cualquier efecto adverso potencial que pueda surgir en relación con posibles fusiones, adquisiciones, desinversiones u otras reorganizaciones empresariales;
- los conflictos que involucran a Rusia y Ucrania, Israel, Hamas e Irán; y China y Taiwan; 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 2024.

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*, "<u>SPAC</u>"), 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

Modificación de los Estatutos Sociales de la Sociedad

En la asamblea general ordinaria anual y extraordinaria de accionistas celebrada el 23 de abril de 2024, los accionistas de la Sociedad aprobaron, entre otras cosas, determinadas modificaciones a los Artículos Sexto, Octavo, Décimo Primero, Décimo Séptimo y Trigésimo Tercero de los estatutos sociales de la Sociedad, con motivo de ciertas reformas recientes a la Ley del Mercado de Valores publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2023 y de ciertas reformas a la Ley General de Sociedades Mercantiles publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 20 de octubre de 2023.

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 el yacimiento de Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, Argentina, Vaca Muerta, la mayor formación de petróleo y gas *shale* fuera de Norteamérica, donde poseemos aproximadamente 205,600 acres. También somos tenedores de activos productores convencionales en México. 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 en producción.

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 1,150 pozos en Vaca Muerta, de los cuales 550 se encuentran en Bajada del Palo Oeste, 150 en Bajada del Palo Este, 150 en Aguada Federal, 150 en Bandurria Norte, 100 en Águila Mora y 50 en Coirón Amargo Norte. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024, habíamos conectado nuestros primeros 17 pozos en Bajada del Palo Este, 13 pozos en Aguada Federal y 2 pozos en Águila Mora. Esta actividad impulsó nuestra producción hasta 85.3 Mboe/d durante el cuarto trimestre de 2024. Nuestras reservas probadas certificadas, al 31 de diciembre de 2024, se incrementaron a 375.2 MMboe.

Rendimiento operativo líder. Creemos que la productividad de nuestros pozos refleja la calidad de nuestro acreage en Vaca Muerta y nuestras capacidades operativas, en línea con los mayores estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2024, la producción acumulada del promedio del pozo Vista después de 720 días en producción (representado por los pozos en *pads* BPO-1 a BPO-14) estaba un 6% por encima de nuestra curva tipo. Este rendimiento de productividad pone nuestros pozos entre los mejores en Vaca Muerta. En adición, la dilución de los costos fijos a medida que aumentamos la producción y nuestro enfoque en el petróleo de *shale* han dado lugar a una reducción en nuestro costo operativo unitario de US\$13.9/boe en 2018 a US\$4.6/boe en 2024.

Balance y resultados financieros sólidos. Sobre la base de un análisis comparativo con otras empresas del sector de la energía *shale* en Argentina, América Latina y Estados Unidos, creemos que somos una empresa con un historial de ratios de endeudamiento comparativamente bajos, elevados márgenes de EBITDA ajustado y un alto ROACE. El efectivo y los equivalentes de efectivo a finales de 2024 eran de US\$764.3 millones. Durante el año 2024, la ganancia neta para el año fue de US\$477.5 millones. El EBITDA ajustado para 2024 fue de US\$1,092.4 millones, y el *ratio* de apalancamiento neto al 31 de diciembre de 2024 fue de 0.63x veces el EBTIDA ajustado y el ROACE fue 24% para 2024.

Cultura centrada en la sostenibilidad. Nosotros proponemos desarrollar nuestro negocio de una manera sostenible. Aspiramos a reducir nuestro alcance operativo de las emisiones GEI de alcance 1 y 2 por más de 80% a 7 kgCO2e/boe en 2026, en comparación con 39 kgCO2e/boe en 2020. Durante 2024, redujimos la intensidad de las emisiones de GEI de alcance 1 y 2 en un 44% año con año, de 15.6 kgCO2e/boe a 8.8 kgCO2e/boe. También estamos ejecutando un portafolio de proyectos SbN a través de nuestra subsidiaria Aike, en Argentina. Para 2026, esperamos haber generado suficientes créditos de carbono a través de nuestros proyectos SbN para compensar las emisiones residuales de nuestras operaciones, convirtiéndonos así en cero en emisiones de GEI de alcance 1 y 2.

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, de conformidad con la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas ("IOGP" por sus siglas en ingles) y la asociación mundial de la industria de petróleo y gas para cuestiones ambientales y sociales ("IPIECA" por sus siglas en ingles). En 2024, tuvimos una tasa total de incidentes registrables ("TRIR" por sus siglas en ingles) de 0.6, que se situó por debajo de 1.0 por quinto año consecutivo. Además, durante 2024 no tuvimos incidentes mayores relacionados con derrames de petróleo. Para más información sobre asuntos ASG, consulte la Sección "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - Panorama General - Asuntos ASG".

Información Corporativa

Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida conforme a las leyes de México. Nuestras oficinas principales están ubicadas en Calle Torre Mapfre, Piso 18, Paseo de la Reforma 243, Colonia Renacimiento, Alcaldía Cuauhtémoc, C.P. 06600, Ciudad de México, México, número telefónico +52 (55) 1555 7104. 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 2024

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 2024 al 31 de diciembre de 2024, 95,285,451 Acciones Serie A cotizaron en la BMV.

A continuación, se presenta un resumen de los precios de la Acción Serie A en el último año, el comportamiento por trimestres en 2024, así como la evolución mensual del último bimestre del año 2024 y de los tres primeros meses transcurridos del 2025 (todas las cifras en Pesos):

	2024
Cierre del período	\$1,144.0
Máximo	\$1,175.0
Mínimo	\$487.7
Volumen operado (miles de acciones)	4,653,650
Promedio del período	\$822.1

	3° Trimestre 2024	4° Trimestre 2024
Cierre del período	\$821.0	\$1,144.0
Máximo	\$1,055.3	\$1,175.0
Mínimo	\$781.0	\$890.0
Volumen operado (miles de acciones)	1,463,768.0	349,478.0
Promedio del período	\$896.0	\$1,038.2

	Octubre 2024	Noviembre 2024	Diciembre 2024	Enero 2025	Febrero 2025	Marzo 2025
Cierre del período	\$1,000.0	\$1,097.0	\$1,144.0	\$1,116.0	\$1,037.0	\$950.0
Máximo	\$1,058.8	\$1,155.0	\$1,175.0	\$1,221.2	\$1,124.0	\$1,035.0
Mínimo	\$890.0	\$953.6	\$1,071.9	\$1,070.3	\$998.4	\$870.5
Volumen operado (miles de acciones)	160,692.0	67,111.0	121,675.0	297,637.0	26,800.0	16,643.0
Promedio del período	\$958.8	\$1,033.8	\$1,122.1	\$1,158.5	\$1,064.7	\$950.3

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

INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA

	Periodo Anual 2024-01-01 - 2024-12-31	Periodo Anual 2023-01-01 - 2023-12-31	Periodo Anual 2022-01-01 - 2022-12-31
Ingresos	1,647,768,000	1,168,774,000	1,187,660,000
Utilidad bruta	817,743,000	591,249,000	630,236,000
Utilidad de operación	625,390,000	631,487,000	529,147,000
Utilidad neta	477,521,000	396,955,000	269,535,000
Ganancia por acción básica	4.979	4.237	3.068
Adquisiciones de propiedad, planta y equipos y activos biológicos	1,052,530,000	688,437,000	479,025,000
Depreciaciones y amortizaciones operativas	437,699,000	276,430,000	234,862,000
Total de activos	4,232,372,000	2,598,003,000	2,037,979,000
Total de pasivos no corrientes	1,553,405,000	991,602,000	785,575,000
Rotación de cuentas por cobrar	14	15	10
Rotación de cuentas por pagar	85	63	73
Rotación de inventarios	17	11	9
Total de Capital contable	1,621,213,000	1,247,015,000	844,060,000

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 2024. 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 2024, 2023 y 2022 y los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad - 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.

(an miles de LISE)	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
(en miles de US\$) Ingreso por ventas a clientes	5	1,647,768	1,168,774	1,187,660
Costo de ventas:				
Costos de operación	6.1	(116,526)	(94,685)	(133,385)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	1,720	(2,058)	(500)
Regalías y otros	6.3	(243,950)	(176,813)	(188,677)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14/15	(437,699)	(276,430)	(234,862)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	3.2.7	(33,570)	(27,539)	-
Utilidad bruta		817,743	591,249	630,236
Gastos de ventas	7	(140,334)	(68,792)	(59,904)
Gastos generales y de administración	8	(108,954)	(70,483)	(63,826)
Gastos de exploración	9	(138)	(16)	(736)
Otros ingresos operativos	10.1	54,127	203,812	26,698
Otros gastos operativos	10.2	(1,261)	302	(3,321)
Reversión (deterioro) de activos de larga duración	3.2.2	4,207	(24,585)	-
Utilidad de operación		625,390	631,487	529,147
Ingresos por intereses	11.1	4,535	1,235	809
Gastos por intereses	11.2	(62,499)	(21,879)	(28,886)
Otros resultados financieros	11.3	23,401	(65,484)	(67,556)
Resultados financieros, netos		(34,563)	(86,128)	(95,633)
Utilidad antes de impuestos		590,827	545,359	433,514
Gasto por impuesto sobre la renta corriente	16	(426,288)	(16,393)	(92,089)
Beneficio (Gasto) por impuesto sobre la renta diferido	16	312,982	(132,011)	(71,890)
Gasto por impuesto sobre la renta		(113,306)	(148,404)	(163,979)
Utilidad neta del año		477,521	396,955	269,535

Otros resultados integrales

Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores

23	(10,200)	6,565	(4,181)
16	3,570	(2,298)	1,463
	(6,630)	4,267	(2,718)
	470,891	401,222	266,817
12	4.979	4.237	3.068
12	4.633	4.000	2.755
	1,092,452	870,658	764,540
	65%	69%	64%
	193,902	491,431	371,775
	24%	39%	40%
	16	16 3,570 (6,630) 470,891 12 4.979 12 4.633 1,092,452 65% 193,902	16 3,570 (2,298) (6,630) 4,267 470,891 401,222 12 4.979 4.237 12 4.633 4.000 1,092,452 870,658 65% 69% 193,902 491,431

- (1) Calculamos el EBITDA Ajustado como la utilidad del año, más gasto por impuesto sobre la renta, resultados financieros, netos, depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, ganancia por combinaciones de negocios y ganancias por baja de activos, gastos de reestructuración y reorganización, ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales, otros costos no erogables en efectivo relacionados con la transferencia de activos convencionales y (reversión) deterioro de activos de larga duración. Presentamos el EBITDA Ajustado porque creemos que proporciona a nuestros inversionistas una medida complementaria del rendimiento financiero de nuestras operaciones principales que facilita las comparaciones de un período a otro de forma consistente. Nuestra dirección utiliza el EBITDA Ajustado, entre otras medidas, para fines de planificación interna y medición del desempeño. El EBITDA Ajustado no es una medida de liquidez o rendimiento operativo bajo las NIIF y no debe interpretarse como una alternativa a la utilidad neta, la utilidad operativa o el flujo de efectivo proporcionado por las actividades operativas (en cada caso, según se determine de conformidad con las NIIF). Véase la sección "PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN Medidas financieras no incluidas en las NIIF" del presente Reporte Anual.
- (2) Calculamos Margen de EBITDA Ajustado como la relación entre el EBITDA Ajustado y los ingresos por contratos con clientes más la Ganancia del Programa de Incremento Exportador. Véase la sección "PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – Medidas financieras no incluidas en las NIIF" del presente Reporte Anual.
- (3) Calculamos la Utilidad Neta Ajustada como la utilidad neta del año, más el impuesto sobre la renta diferido (gasto), los cambios en el valor razonable de los títulos opcionales, la ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales y la (reversión) deterioro de activos de larga duración. Añadimos estos cuatro ajustes, ya que son partidas no monetarias que no reflejan la generación de ingresos netos justos de la Compañía. Véase la sección "PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN Medidas financieras no incluidas en las NIIF" del presente Reporte Anual.
- (4) Calculamos el ROACE como EBITDA Ajustado más depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, la ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales y otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales, dividido por la suma de la deuda total promedio y el capital total promedio. Para efectos de esta definición, la deuda total se compone de las deudas financieras corrientes y no corrientes, pasivo por arrendamientos corrientes y no corrientes. Véase la sección "PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN Medidas financieras no incluidas en las NIIF" del presente Reporte Anual.

	Al 31 de diciembre	Al 31 de diciembre	Al 31 de diciembre
	de 2024	de 2023	de 2022
		(En miles de US\$)	
Deuda financiera corriente y no corriente	1,448,567	616,055	549,332
Caja, bancos e inversiones corrientes	764,307	213,253	244,385
Deuda neta	684,260	402,802	304,947

23

Estados de Situación Financiera

	Notas	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	2,805,983	1,927,759
Crédito mercantil	14	22,576	22,576
Otros activos intangibles	14	15,443	10,026
Activos por derecho de uso	15	105,333	61,025
Activos biológicos	2.4.17	10,027	-
Inversiones en asociadas	2.4.16	11,906	8,619
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	205,268	136,351
Activos por impuestos diferidos	16	3,565	5,743
Total activos no corrientes		3,180,101	2,172,099
Activos corrientes			
Inventarios	19	6,469	7,549
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	281,495	205,102
Caja, bancos e inversiones corrientes	20	764,307	213,253
Total activos corrientes		1,052,271	425,904
Total activos		4,232,372	2,598,003
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	21.1	398,064	517,874
Otros instrumentos del capital contable	21.1	32,144	32,144
Reserva legal	21.2	8,233	8,233
Pagos basados en acciones		45,628	42,476
Reserva para recompra de acciones	21.2	129,324	79,324
Otros resultados integrales acumulados		(11,057)	(4,427)
Utilidades (pérdidas) acumuladas		1,018,877	571,391
Total capital contable		1,621,213	1,247,015
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	16	64,398	383,128
Pasivos por arrendamiento	15	37,638	35,600
Provisiones	22	33,058	12,339
Deudas financieras	18.1	1,402,343	554,832
Beneficios a empleados	23	15,968	5,703
Total pasivos no corrientes		1,553,405	991,602
Pasivos corrientes			

Provisiones	22	3,910	4,133
Pasivos por arrendamiento	15	58,022	34,868
Deudas financieras	18.1	46,224	61,223
Salarios y contribuciones sociales	24	32,656	17,555
Impuesto sobre la renta	16	382,041	3
Otros impuestos y regalías	25	47,715	36,549
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	487,186	205,055
Total pasivos corrientes		1,057,754	359,386
Total pasivos	- -	2,611,159	1,350,988
Total capital contable y pasivos	- -	4,232,372	2,598,003
Dividendos y Acciones			
Número de acciones	- -	95,285,453	95,355,432
	_	•	•

La siguiente tabla muestra, por los periodos indicados, cierta información respecto al 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 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
Año terminado el 31 de diciembre de 2023	\$17.7	\$17.0
Año terminado el 31 de diciembre de 2024	\$18.3	\$20.3

⁽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 producción y venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, las ventas de petróleo representaron el 95.5% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 4.3% y las ventas de NGL el 0.2% de nuestros ingresos totales. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, las ventas de petróleo representaron el 93.9% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 5.8% y las ventas de petróleo representaron el 93.7% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de petróleo representaron el 93.7% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 5.8% y las ventas de

NGL el 0.5%. Durante los periodos de 2022, 2023 y 2024, 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	Año terminado el 31 de diciembre de	Año terminado el 31 de diciembre de
	2024	2023	2022
Volúmenes de Producción Brutos ⁽¹⁾ :			
Petróleo (MMbbl)	22.1	15.8	14.6
Gas (Bncf)	18.4	15.2	16.5
Líquidos del Gas Natural (MMboe)	0.2	0.2	0.2
Total (MMboe)	25.5	18.7	17.7
Producción promedio neta (boe/d)	69,660	51,149	48,560
Precio promedio de venta efectivo(2):			
Petróleo (US\$/bbl)	69.2	66.7	72.3
Gas (US\$/MMbtu)	3.2	3.5	4.0
Líquidos del Gas Natural (US\$/tn)	324.4	351.3	377
Precio promedio de venta efectivo (US\$/boe)	61.4	58.4	63.7
Costo unitario promedio (US\$/boe)(3):			
Costos operativos	4.6	5.1	7.5
Regalías	7.2	6.9	8.2
Depreciación, deterioro y amortización	17.2	14.8	13.3
Otra información (en miles de US\$):			
Costos operativos	116,526	94,685	133,385
Regalías	184,441	128,723	144,837
Depreciación, agotamiento y amortización	437,699	276,430	234,862

⁽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.

La siguiente tabla destaca algunos datos operativos hasta el final del cuarto trimestre de 2024:

⁽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 (365 para 2022, 365 para 2023 y 366 para 2024).

⁽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.

	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)	74.0	78.5	85.0	81.8
Precio promedio del petróleo crudo Medanito (US\$/bbl) ⁽²	66.9	70.3	69.4	67.0
Precio promedio del gas natural (US\$/MMBtu)(4)	2.7	3.8	3.4	2.7
Volúmenes de producción netos:				
Petróleo (MMbbl)	6.76	5.84	5.21	4.30
Gas Natural (Bncf)	5.87	4.60	4.06	3.85
NGL (MMboe)	0.04	0.04	0.01	0.02
Total (MMboe)	7.85	6.70	5.94	5.01
Precio de venta realizado promedio:				
Petróleo (US\$/bbl)	67.1	68.4	71.8	70.3
Gas Natural (US\$/MMBtu)	2.3	3.8	3.9	2.8
NGL (US\$/bbl)	360	315	299	236
Lifting cost (US\$/boe)	4.7	4.7	4.5	4.3
Número de pozos convencionales perforados	0	0	0	0
Número de pozos no convencionales perforados	13	12	14	11
Ingresos por contratos con clientes	471,318	462,383	396,715	317,352

⁽¹⁾ Fuente: Bloomberg.

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 netas probadas al 31 de dic. de 2024 (MMboe)	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de dic. de 2024 (Mboe/d)	Expiración de la concesión
Argentina							
Cuenca Neuquina							
Bajada del Palo Oeste	62,641	62,641	100%	Vista	242.26	52.8	2053
Bajada del Palo Este	48,853	48,853	100%	Vista	73.37	6.4	2053
Aguada Federal	24,058	24,058	100%	Vista	45.09	4.8	2050
Águila MoraBandurria Norte	23,475 26,404	21,128 26,404	90% 100%	Vista Vista	0.52	0.9 0.0	2054 2050
Entre Lomas Río Negro	83,349	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	1.97	1.7	2036
Jagüel de los Machos	48,359	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.76	1.0	2035
25 de Mayo-Medanito SE	32,247	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.62	0.8	2036
Entre Lomas Neuquén	99,665	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.23	0.5	2026
Charco del Palenque	47,963	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.10	-	2034
Jarilla Quemada (1)	47,617	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.03	0.1	2040
Coirón Amargo Norte Cuenca Noroeste	26,598	22,508	84.6%	Vista	-	0.1	2037

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

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

y tipo de cambio Peso Argentino/Dólar conforme a la Comunicación "A" 3500 del BCRA.

Acambuco	293,747	4,406	1.5%	Pan American	0.52	0.1	2036/2040
Mexico							
CS-01	14,332	14,332	100%	Vista	9.75	0.6	2047

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

Informe de créditos relevantes

Deuda

Al 31 de diciembre del 2024 teníamos una deuda pendiente de US\$1,448.6 millones. Para mayor información véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Deuda".

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 2024 alcanzaron 375.2 MMboe, un incremento de 18% comparado con 318.5 MMboe al 31 de diciembre de 2023. El incremento fue impulsado principalmente por el aumento en la actividad de perforación y competición, y un sólido rendimiento de los pozos en el hub de desarrollo de Vaca Muerta. El índice de remplazo de reservas probadas fue de 323%, mientras que el índice de remplazo de reservas probadas de petróleo fue de 339%.
- Durante el año 2024, la producción total fue de 69.7 boe/d, la cual estuvo compuesta por 60,418 bbl/d de petróleo, representando el 86.4% de la producción total, 1.42 MMm3/d de gas natural, representando el 12.8% de la producción total, y 300 boe/d de NGL, representando el 0.4% restante. La producción total de 2024 fue 36% mayor a la de 2023. Vista exportó 10.6 MMbbl de petróleo (representando el 49% del volumen vendido de petróleo), un incremento interanual de 29%.
- Durante 2024, la Compañía completó y conectó 50 pozos nuevos de petróleo shale. Se completaron y conectaron nueve pads en Bajada del Palo Oeste (BPO-22 al BPO-30), agregando 34 pozos shale nuevos en producción. Se completaron y conectaron cuatro pads en Bajada del Palo Este (BPE-4 al BPE-7), agregando 13 pozos nuevos en producción. Finalmente, se conectó un pad con 3 pozos en Aguada Federal. La producción total de shale promedió 64.1 Mboe/d en 2024. La cantidad acumulada de pozos shale conectados incrementó a 117 en Bajada del Palo Oeste, 17 en Bajada del Palo Este, 13 en Aguada Federal y 2 en Águila Mora, para un total acumulado de 149 pozos shale conectados en Vaca Muerta para fin de 2024.
- Durante 2024, el precio promedio realizado del crudo fue de US\$69.2/bbl, un 4% menor que durante 2023. El precio realizado del gas natural durante 2024 fue de US\$3.2/MMBtu, un 9% menor que el precio del gas promedio de 2023.
- Los Ingresos totales durante 2024 fueron US\$1,647.8 MM, un aumento del 41% comparado con US\$1,168.8 MM durante 2023, explicado principalmente por el crecimiento en la producción de petróleo. Los ingresos netos de ventas de petróleo a precios de paridad de exportación combinando mercados internacionales y domésticos, fueron US\$1,058.0 MM, o 70% de los ingresos totales netos de ventas de petróleo. Los ingresos netos de exportaciones de petróleo y gas durante 2024

⁽²⁾ Los activos transferidos a Aconcagua, efectiva al 1° de marzo de 2023. Véase la sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta".

fueron de US\$767.9 MM, un incremento interanual de 25%, representando 48% de los ingresos netos totales.

- El *lifting cost* fue de US\$4.6/boe durante 2024, por debajo del US\$5.1/boe durante 2023, reflejando la base de activos de bajo costo de la Compañía y el foco continuo en la eficiencia.
- El EBITDA ajustado para 2024 fue de US\$1,092.4 MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 65%, y un aumento del 25% comparado con el EBITDA ajustado de US\$870.7 MM durante 2023.
- La utilidad neta de 2024 fue US\$477.5 MM, comparada con US\$397.0 MM en 2023, impulsada por la mayor utilidad antes de impuestos y menor impuesto sobre la renta. La utilidad neta ajustada de 2024 fue US\$193.9 MM, comparada con US\$491.4 MM en 2023, mayormente impulsada por un mayor impuesto sobre la renta corriente. El EPS (earnings per-share) de 2024 fue US\$5.0/acción, comprador con US\$4.2/acción en 2023. El EPS ajustado de 2024 fue US\$2.0/acción, comparado con US\$5.2/acción en 2023.
- En 2024, la Compañía registró un free cash Flow negativo de US\$92.9 MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue US\$959.0 MM (incluyendo los pagos adelantados para la expansión del oleoducto de Oldeval de US\$106.8 MM), con un flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión de US\$1,051.9 MM para el año. El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue US\$641.2 MM ¹, mayormente impactado por US\$1,320.9 MM de préstamos recibidos, y parcialmente compensado por pagos de capital de los préstamos por US\$470.4 MM y la recompra de acciones de US\$99.8 MM
- Las inversiones totales en 2024 fueron US\$1,296.8 MM, de los cuales US\$996.3 MM se invirtieron
 en los pozos shale de la Compañía, US\$228.8 MM en instalaciones de superficie, y US\$71.6 MM
 en estudios de Geofísica y Geología, proyectos de tecnología de la información y otros proyectos.
- La posición de caja al cierre de 2024 fue de US\$764.3 MM. La deuda financiera brutal alcanzó US\$1,448.6 MM al final de año, resultando en una deuda neta de US\$684.3 MM y un índice de apalancamiento neto de 0.63x 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 lo tanto, tenemos planeado seguir enfocándonos en añadir reservas principalmente a través del desarrollo de nuestros bloques *shale* en Vaca Muerta. Nuestra capacidad para añadir reservas a través de adquisiciones depende de muchos factores, incluyendo las condiciones de mercado imperantes y nuestra capacidad para

⁽¹⁾ El flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento de 2024 es la suma de: (i) El flujo de efectivo generado por las actividades de financiamiento de US\$641.2 MM; (ii) el efecto de la explosión del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de US\$-2.3 MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de US\$5.0 MM.

recaudar capital, obtener los permisos necesarios de las autoridades reguladoras, adquirir equipo y personal de perforación e identificar y consumar 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 2024, las ventas de petróleo representaron el 95.3% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 4.5% y las ventas de NGL el 0.2% de nuestros ingresos totales. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, las ventas de petróleo representaron el 93.9% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 5.8% y las ventas de NGL el 0.3% de nuestros ingresos totales. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, las ventas de petróleo representaron el 93.7% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 5.8% y las ventas de NGL el 0.5%. Durante los periodos de 2022, 2023 y 2024, 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 insoluta 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.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo de la Compañía era de US\$213.3 millones y la deuda financiera era de US\$616.1 millones.

Al 31 de diciembre de 2024, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo de la Compañía era de US\$764.3 millones y la deuda financiera era de US\$1,448.6 millones. Creemos que, nuestra sólida posición financiera nos permitirá continuar con el desarrollo de nuestra superficie no convencional, aún en escenarios bajos de precio realizado de crudo.

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 2024.

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 2024, 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 de Contabilidad - 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 2024, 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.

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 2024, la Compañía ha completado el cuarto año de la implementación de las normas específicas de la Ley Sarbanes-Oxley de 2002 ("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) <u>Provisión para contingencias</u>: Las provisiones para contingencias probables se miden al valor actual de los importes 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 base a la opinión de los asesores legales de la Compañía. Estas estimaciones se revisan y ajustan periódicamente.

- (ii) <u>Provisión para taponamiento y abandono de pozos</u>: 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) <u>Provisión para remediación ambiental</u>: 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 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 v otras incertidumbres, incluvendo los relacionados con las características físicas de los vacimientos 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, finalización, 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 y México 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 2024, 49% de nuestros volúmenes de ventas 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 natural 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, los conflictos entre Rusia y Ucrania, Israel y Hamas, y China y Taiwan, 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 de precios y el crecimiento del PIB; 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; conflictos comerciales; 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 ciertas decisiones de inversión a largo plazo, dado que el rendimiento de las inversiones se vuelve imprevisible.

En segundo lugar, el precio nacional 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 en relación con los hidrocarburos crudos y refinados, 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. Durante el 2023, precio promedio anual del crudo Brent fue de \$82.3/bbl, y nuestro precio medio de realización fue de US\$66.7/bbl, 19% por debajo del precio promedio anual del crudo Brent y 7% por debajo de la paridad de exportación para el precio del petróleo Medanito de US\$72.0/bbl. Durante 2024, la diferencia entre nuestro precio medio realizado y la paridad de exportación del petróleo Medanito se redujo al 2%. Sin embargo, no podemos garantizar que esta brecha no aumente en el futuro. Más recientemente, en abril de 2025, el anuncio del presidente Trump de que Estados Unidos impondría aranceles a todos los países provocó una volatilidad generalizada en los mercados y un descenso del precio de muchos *commodities*, incluido el petróleo crudo. Un descenso sostenido de los precios del petróleo podría afectar material y negativamente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

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 hayan sido reducidos a través de cualquiera de los factores descritos anteriormente, que no podemos controlar, esto 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 planes de gastos de capital, cumplir con nuestros objetivos a largo plazo, y servir nuestras obligaciones de deuda financiera. Un descenso en los precios realizados del crudo también podría provocar un deterioro en nuestras razones de cobertura financiera y, cargos por deterioro. 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, incluyendo disponer de efectivo suficiente para hacer frente a nuestras obligaciones de deuda financiera.

Véase la sección "FACTORES DE RIESGO - Un posible aumento de la oferta de crudo en el mercado mundial podría dar lugar a un exceso de oferta y provocar una reducción de los precios mundiales de crudo".

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, podrían afectar negativamente nuestras operaciones y, por lo 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, y el repunte de la demanda, podría producir la inflación de los precios en el sector energético. Adicionalmente, las condiciones macroeconómicas en Argentina y México pueden resultar en inflación de costos para bienes y servicios adquiridos en moneda local. 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. El aumento en nuestros costos debido a la inflación podría contrarrestar cualquier aumento de precios de nuestros productos y servicios causando un efecto adverso en los resultados de nuestras operaciones.

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 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. Adicionalmente, el bajo crecimiento económico en las principales economías emergentes, como China o India, podría afectar negativamente la demanda de petróleo. Esto podría tener un efecto adverso sobre la demanda y precio del crudo, y por lo tanto afectar de forma negativa a nuestro negocio. La demanda de nuestros productos está sujeta a volatilidad en el futuro. La demanda de subproductos del petróleo crudo, como la gasolina puede contraerse bajo ciertas

condiciones, particularmente durante las crisis económicas o debido a subsidios del gobierno y/o 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. De igual manera, 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, así como el pago de gastos por deterioro. 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.

Un posible aumento de la oferta de crudo en el mercado mundial podría dar lugar a un exceso de oferta y provocar una reducción de los precios mundiales de crudo

El petróleo crudo es una materia prima global y, como tal, su precio está determinado, entre otros factores, por la oferta y la demanda físicas. Como productores de petróleo, estamos expuestos a las fluctuaciones de los precios del crudo. Por ejemplo, a principios de marzo de 2020, los países de la OPEP+ no llegaron a un acuerdo sobre la ampliación o el aumento de los recortes de la producción de petróleo a la luz de una disminución de la demanda debido a la pandemia de COVID-19. Poco después, Arabia Saudita, el mayor exportador de petróleo del mundo, a través de su empresa estatal Saudi Aramco, decidió reducir el precio de venta oficial (*OSP*) de su crudo ligero árabe en aproximadamente US\$8/bbl, la mayor disminución mensual en 20 años, y anunció planes para aumentar la producción en al menos 10 millones de barriles diarios a partir de abril de 2020. Como resultado, los precios del petróleo crudo Brent cayeron US\$10.9/bbl (o un 24.1%) hasta US\$34.4/bbl, lo que representa la mayor caída en un día desde 1991. Desde el 16 de marzo hasta el 2 de abril de 2020, los precios del crudo *Brent* se mantuvieron por debajo de los US\$30/bbl, alcanzando un mínimo de US\$22.72/bbl el 30 de marzo de 2020.

Actualmente, hay varios proyectos en desarrollo en diferentes países, como Brasil, Guyana y Estados Unidos, que podrían añadir al mercado volúmenes de oferta que, sumados, podrían ser mayores que el crecimiento a corto plazo de la demanda de petróleo, lo que provocaría un exceso de oferta. En tal caso, los precios del crudo podrían caer por debajo de los niveles actuales, lo que podría afectar negativamente a nuestros ingresos y afectar materialmente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de explotación.

Además, los países de la OPEP+ han reducido la producción de petróleo, según sus propios informes. Si los países de la OPEP+, como grupo o individualmente, deshicieran esas reducciones a un ritmo rápido en comparación con el aumento de la demanda de petróleo a corto plazo, esto podría dar lugar a un exceso de oferta, lo que provocaría una disminución significativa de los precios del crudo en comparación con los niveles actuales, lo que a su vez podría afectar negativamente a nuestros ingresos y afectar materialmente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de explotación.

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 internacionales significativos, incluyendo aumento de la inflación, problemas en la cadena de suministro, volatilidad en el mercado, así como un impacto en los precios de las materias primas. El conflicto y sus efectos pudiera exacerbar la actual desaceleración en la economía global y podrían afectar de forma negativa la capacidad de pago por nuestros productos a algunos de nuestros clientes expuestos al mercado ruso y/o ucraniano. 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 podría empeorar y contribuir a una escasez de materias primas y productos básicos, lo que a su vez podría llevar a niveles más altos de inflación y disrupciones en la cadena global de suministro, las cuales 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 E&P 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 una baja en los precios del petróleo y afectar negativamente a nuestra rentabilidad.

Un aumento sostenido de los precios del petróleo podría acelerar la transición hacia otras fuentes de energía alternativas provocando una caída imprevisible de los precios a mediano y largo plazo, lo que 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.

Los conflictos entre Israel, Hamas e Irán podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Desde octubre de 2023, Israel y Hamas se han involucrado en un conflicto armado grave y creciente, que también involucró a otros países de Medio Oriente, como Irán (que recientemente, se ha involucrado directamente en el conflicto con Israel). Una mayor intensificación de estos conflictos podría provocar la participación de otros países alrededor del mundo. La guerra podría tener un impacto material negativo en los precios del petróleo y el crecimiento mundial, así como otras consecuencias económicas mundiales, incluyendo a la posibilidad de incrementar la volatilidad en los precios de la energía, que disminuyan

drásticamente la liquidez y la disponibilidad de crédito, disminución de la confianza de los consumidores, escasez de ciertas materias primas y productos, disminución del crecimiento económico, aumento de las tasas de inflación e incertidumbre sobre la estabilidad económica y política. Aunque la duración y el impacto del conflicto actual son impredecibles, dicho conflicto ha creado y podría dar lugar a más disrupciones en los mercados, incluida una volatilidad significativa en los precios de las materias primas, el crédito y los mercados de capitales. Debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de este conflicto, y a sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto que dicho conflicto tendrá en la economía mundial o en las economías de los países en los que operamos y, en consecuencia, en nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Los cambios en el comercio estadounidense y otras políticas bajo la administración de Trump pueden afectar negativamente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

La administración del presidente de EE. UU. Donald Trump ha introducido cambios significativos en las políticas comerciales y regulatorias, incluidos aranceles, restricciones comerciales y medidas de aplicación que podrían afectar el comercio transfronterizo y las operaciones comerciales extranjeras. El 1 de febrero de 2025, el presidente Trump emitió una orden ejecutiva, vigente a partir del 4 de marzo de 2025, que impone aranceles a las importaciones de Canadá, México y China, y ha hecho anuncios sobre la posible imposición de aranceles a otras jurisdicciones. Además, el 2 de abril de 2025, el presidente Trump anunció que Estados Unidos impondría un arancel del 10% a todos los países, con efecto a partir del 5 de abril de 2025, y un arancel recíproco individualizado más elevado a los países con los que Estados Unidos tiene los mayores déficits comerciales. Aunque algunos productos energéticos (como el petróleo crudo) han quedado exentos, el efecto de estas medidas sobre el crecimiento económico y el comercio mundial sigue siendo incierto, y podría perturbar los flujos comerciales mundiales y aumentar los costos operativos de las empresas que dependen de las cadenas de suministro internacionales.

Como empresa de petróleo y gas que opera en México y Argentina, estamos sujetos a regulaciones de importación, dependencias de la cadena de suministro y políticas de comercio energético transfronterizo que podrían verse afectadas por las acciones del gobierno de EE. UU. Cualquier aumento de aranceles, restricciones comerciales o medida de aplicación dirigida al sector energético podría aumentar los costos, limitar el acceso a infraestructuras y materiales críticos e interrumpir la continuidad operativa.

Además, el gobierno de EE. UU. ha designado a ciertos cárteles internacionales y organizaciones criminales transnacionales, incluidas las que operan en México, como Organizaciones Terroristas Extranjeras (FTOs, por sus siglas en inglés) y Terroristas Globales Especialmente Designados (SDGTs, por sus siglas en inglés). Para obtener más información, consulte "Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentinos y mexicano - Los acontecimientos económicos y políticos en México pueden afectar negativamente a la política económica mexicana y, a su vez, a nuestras operaciones".

Dado el alcance cada vez mayor de las restricciones comerciales y la incertidumbre en torno a las futuras políticas de la administración de Trump, no podemos ofrecer garantías sobre el alcance total de cualquier impacto potencial en nuestras operaciones. En la medida en que los cambios en el entorno político o regulatorio debidos a la imposición de aranceles u otras medidas nos afecten negativamente o a los mercados en los que operamos, nuestro negocio, situación financiera y resultados de explotación podrían verse afectados de manera sustancial y adversa.

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 importantes inversiones de 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, emisiones de capital y efectivo disponible. Sin embargo, en determinados escenarios (por ejemplo, una disminución en los precios del petróleo comparado con el promedio de los precios del petróleo vigentes en el segundo semestre de 2024) nuestras necesidades de financiamiento pueden requerir que modifiquemos o aumentemos sustancialmente nuestra capitalización mediante la emisión de títulos de deuda o de capital o la venta de activos. No podemos garantizar que podremos mantener nuestros niveles actuales de producción, generar suficiente flujo de caja para pagar los gastos de explotación y el servicio de nuestra deuda financiera, 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, gastos de operación 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 o incluso mantener 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 del gasto de capital destinado al desarrollo de nuestros activos, o incluso en una reducción de nuestras operaciones. 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, incluyendo nuestra capacidad para cumplir la deuda financiera, y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o ADS.

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.

Las reservas de hidrocarburos de cualquier yacimiento disminuyen a medida en que dichos volúmenes de petróleo y gas se producen y consumen, a una tasa que depende de las características del yacimiento y la tasa de producción. 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 total de nuestras reservas disminuirá con el tiempo. Aunque disponemos de informes geológicos que evalúan ciertas reservas probadas y reservas probables, así como

recursos 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 nuestras inversiones futuras y 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 disminuirán 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. 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 de 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.

En consecuencia, 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 comprobadas de petróleo y gas natural" con base en la Resolución No. 324/2006 de la SdE y la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos Argentina, Resolución No. 69-E/2016, puede diferir de los estándares requeridos por la normativa de la SEC.

Como resultado, los estimados de reservas podrían ser materialmente diferentes de los montos que se extraen finalmente, y si dichos montos son significativamente menores que los estimados iniciales de reservas, podría resultar en un efecto material adverso en nuestro desempeño financiero, incluida nuestra capacidad para atender obligaciones de deuda financiera, resultados operativos y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y ADSs. Véase las secciones "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco regulatorio del petróleo y gas en Argentina – Certificación de Reservas y Recursos en Argentina, "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama de la industria del petróleo y gas en México" y el Reporte de Reservas 2024 adjunto al presente.

Nuestra operación comercial depende en gran medida de nuestras instalaciones de superficie.

Una parte importante de nuestros ingresos depende de nuestras instalaciones de superficie petrolíferas y de gas, que son clave para producir, transportar, tratar e inyectar petróleo y gas en la infraestructura de transporte para su venta. Para poder ejecutar nuestro plan estratégico y cumplir nuestros objetivos, necesitamos ampliar nuestra capacidad de transporte, tratamiento e inyección de nuestra producción de petróleo y gas. Si no somos capaces de ejecutar estos proyectos de expansión, nuestro plan de crecimiento podría verse afectado.

Adicionalmente, si bien nosotros creemos que mantenemos coberturas de seguro adecuadas y medidas de seguridad apropiadas con respecto a dichas instalaciones, cualquier daño material, accidente u otra disrupción en dichas instalaciones productivas podría tener un efecto material adverso en nuestra capacidad, condición financiera y resultados de operación.

La falta de disponibilidad de capacidad midstream 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 midstream en condiciones comercialmente aceptables para transportar los hidrocarburos producidos por nuestros yacimientos de petróleo a los mercados en los que se venden. Normalmente, el petróleo se transporta por oleoductos, camiones y tanques cisterna hasta las refinerías, y el gas suele ser tratado, comprimido y transportados por gasoducto hasta los clientes. La falta de infraestructura de transporte, 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. La falta de infraestructura de tratamiento, compresión o 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 el sur de la provincia de Buenos Aires, desde donde se envía a refinerías o a instalaciones portuarias en Puerto Rosales para su exportación. Por otro lado, parte de nuestro petróleo es transportado a Chile a través del oleoducto Vaca Muerta Norte y el oleoducto Trasandino. Las instalaciones de exportación de Puerto Rosales, propiedad de Oiltanking Ebytem, se encuentran operando cerca de su capacidad máxima, por lo tanto, Oiltanking Ebytem actualmente está ejecutando un proyecto de expansión de capacidad, que se espera que estén operando en el segundo semestre de 2025. Además, VMOS (como se define más abajo) planea construir un nuevo oleoducto desde Vaca Muerta hasta una nueva terminal de exportación con capacidad de almacenamiento en Punta Colorada, la provincia de Río Negro, que se prevé que entre en operación en 2027.

Hemos asegurado suficiente capacidad de transporte de petróleo a través de la infraestructura existente y proyectos de expansión para apoyar la ejecución de nuestros planes de crecimiento de producción en nuestros activos de Vaca Muerta. Véase "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - Descripción del Negocio". Sin embargo, ambos eventos planificados (tal como el mantenimiento programado) y las interrupciones inesperadas (incluidas las condiciones climáticas adversas, los accidentes, las huelgas sindicales, las explosiones o los incidentes ambientales) pueden restringir el acceso a la capacidad midstream de petróleo existente, lo que podría limitar la producción y afectar negativamente a nuestra situación financiera y a los resultados de las operaciones.

Además, si los proyectos de expansión de oleoductos se retrasan o cancelan, una posible falta de capacidad de transporte podría limitar nuestro crecimiento de producción, afectar nuestra capacidad para cumplir con los objetivos e impactar negativamente nuestro rendimiento financiero futuro, incluyendo nuestra capacidad para cumplir con las obligaciones de deuda financiera y el valor de mercado de nuestras acciones Serie A y ADS.

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; (xii) errores humanos involuntarios; y (xiii) 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, conllevan dichos riesgos, las perforaciones en áreas de exploración o delineación implican mayores riesgos de pozos secos o de no encontrar cantidades comerciales de hidrocarburos. Si no tenemos éxito en nuestras actividades de exploración y delineación, es posible que no podamos remplazar 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 finalización 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 impacto adverso en nuestra situación financiera y de flujos de efectivo. Adicionalmente, si no fuéramos capaces de obtener agua de cualquier otra fuente, podríamos ser forzados a detener nuestras actividades de perforación y estimulación hidráulica, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestra perspectiva de crecimiento, nuestra condición financiera, resultados de operación y flujos de efectivo.

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 emisiones 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 podría 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 para la E&P de hidrocarburos. 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 eventualmente 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 establecer responsabilidades para la emisión de gases y 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 ciertos grupos de interés.

Esperamos que las medidas tomadas por los gobiernos, ONGs, clientes, y por los usuarios finales de productos de hidrocarburos refinados para reducir emisiones, sigan reduciendo la demanda de hidrocarburos y sus subproductos, impactando potencialmente en los precios del petróleo y el gas. Por ejemplo, la demanda podría disminuir aún más si los hogares adoptan cada vez más vehículos eléctricos, el transporte público migra a electricidad o combustibles renovables, la generación de energía se enfoca cada vez más en migrar a energías renovables, o el hidrógeno y otras alternativas de energía verde logran una amplia implementación. Esta evolución puede contribuir a una disminución de la demanda mundial de petróleo y gas, lo que podría dar lugar a nuevas reservas de activos, una disminución de los beneficios, cancelación de proyectos, acceso reducido a capital y 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 las emisiones 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 del número de 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 podrían decidir desprenderse de sus inversiones en empresas que se dedican a la extracción de combustibles fósiles y diferentes grupos de interés podrían incluirse para presionar a los bancos comerciales y de inversión para que dejen de financiar a las empresas que producen combustibles fósiles. Según informes de prensa en años recientes, algunas instituciones financieras han limitado su exposición a proyectos de combustibles fósiles. Si esta tendencia se acelerara en el futuro, 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.

Las expectativas relacionadas con las emisiones de GEI podrían exponernos a posibles responsabilidades, mayores costos y daños a la reputación.

En 2021, anunciamos nuestra ambición de convertirnos en cero emisiones netas de GEI de alcance 1 y 2 para 2026. Planeamos lograr esta ambición a través de un plan plurianual para reducir nuestra huella de carbono operativa y la implementación de nuestra propia cartera de SbN. Nuestros proyectos de SbN están diseñados para compensar las emisiones residuales de nuestras operaciones a través de la captura de carbono en el suelo y los bosques. Para más información, ver la sección "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Panorama General - Política ambiental."

Nuestra ambición de cero emisiones netas está sujeta a metodologías, cálculos, suposiciones y estimaciones complejas, incluso con respecto a cómo determinamos nuestras emisiones y las compensaciones de carbono a través de nuestros proyectos de SbN. Aunque creemos que nuestras metodologías, cálculos, suposiciones y estimaciones son razonables, no podemos asegurar que no revisaremos nuestras estimaciones de emisiones pasadas, nuestras compensaciones de carbono o nuestras proyecciones u objetivos de emisiones futuras como resultado de nuevos desarrollos, tecnologías, regulaciones, estándares o de otro tipo. Además, podemos buscar oportunidades de negocio (incluidas adquisiciones o desinversiones de activos de petróleo y gas) que puedan afectar a nuestras estimaciones y proyecciones de emisiones.

Nuestra información sobre emisiones (incluidas las compensaciones de carbono) puede calcularse de manera diferente a la de otras empresas, incluidos nuestros competidores. Los inversores deben hacer su propia diligencia y evaluación sobre si nuestra información sobre emisiones es directamente comparable con la de otras empresas.

Nuestro inventario de emisiones GEI se calcula y reporta en cumplimiento con las normas reconocidas del sector (Protocolo GHG, Compendio API y reporteo de la GRI). Dicho cálculo se basa en información limitada y está sujeta a incertidumbres significativas. Por ejemplo, nuestra información de emisiones excluye las emisiones derivadas de áreas de concesión que no operamos en Argentina y el activo que operamos en México y, por lo tanto, sólo cubren aproximadamente el 93% de nuestra producción, según nuestros datos operativos de 2024.

Por lo tanto, no podemos garantizar que nuestra ambición de cero emisiones netas se cumpla plenamente en el plazo que esperamos, o en absoluto. Cualquier incumplimiento, o incumplimiento percibido por nuestra parte, de adherirnos a nuestra ambición de cero emisiones netas u otras declaraciones públicas, cumplir plenamente con las interpretaciones en desarrollo de las leyes y regulaciones relacionadas con el clima, o cumplir con las expectativas y estándares cambiantes y variados de las partes interesadas, podría dañar nuestro negocio, reputación, condición financiera y resultados operativos.

Si no logramos satisfacer el ritmo y el alcance de las cambiantes demandas o nuestras propias aspiraciones de energía de bajas emisiones de la sociedad en su transición energética (incluyendo el no lograr nuestra aspiración de convertirnos en cero neto alcance 1 y 2 GEI para 2026), podríamos enfrentarnos a costos reputacionales o fallar 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 nuestro propio progreso hacia la descarbonización avanza a una velocidad diferente a la de nuestros competidores y la economía en general, o si no alcanzamos nuestras aspiraciones. Si somos más lentos que nuestros

competidores o la economía en general, ya sea porque no invertimos suficientes fondos, o invertimos en tecnologías que no consiguen reducir nuestra huella de carbono, o si no alcanzamos nuestra ambición de reducir nuestras emisiones netas de carbón a cero en alcance 1 y 2 GEI para 2026, 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 nuestros acres de petróleo *shale* 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 y venta de petróleo y gas podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados de operación.

Además, la aparición de condiciones meteorológicas adversas, especialmente sequías, granizo, inundaciones, heladas o enfermedades, es imprevisible, puede tener un impacto potencialmente devastador en la producción, principalmente en los productos agrícolas que producen países como Argentina, y puede afectar negativamente al suministro y al precio de dichos productos. Las condiciones meteorológicas adversas pueden verse agravadas por los efectos del cambio climático. Los efectos de condiciones climáticas adversas pueden reducir el rendimiento de las actividades agrícolas en Argentina, que constituyen una parte importante del PIB y de las exportaciones. Esto podría tener un impacto adverso en la economía, incluyendo la disminución de las entradas de divisas procedentes de las exportaciones, depreciación de la divisa local, inflación creciente y pobreza.

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

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 del Neuquén, Argentina. Las comunidades locales, incluidas comunidades indígenas, han participado en diversas formas de protesta contra las actividades empresariales en general, incluyendo petróleo y gas. Aunque consideramos que nuestra relación con las comunidades, incluyendo las comunidades indígenas locales, es buena, no podemos garantizar que cualquier forma de protesta, incluyendo bloqueos de caminos, acciones que limiten el acceso de nuestros trabajadores o prestadores de servicios a nuestras operaciones, sabotaje, o cualquier acción disruptiva 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.

Existe el riesgo de que las actividades de estimulación hidráulica durante las operaciones de terminación de pozos en Vaca Muerta puedan incrementar la actividad sísmica de la región. Vista, junto con un consorcio de otros operadores de petróleo y gas, ha llevado a cabo una amplia investigación sobre las posibles fuentes de aumento de la actividad sísmica en la región. A la fecha del presente Reporte Anual, no se han encontrado pruebas concluyentes que relacionen la reinyección de agua producida en formaciones geológicas con una sismicidad amplificada. No obstante, Vista sigue evaluando los posibles factores contribuyentes. Aunque a la fecha del presente Reporte Anual ningún evento sísmico ha tenido impactos en la superficie que afecten a la salud y la seguridad de las comunidades de la región en la que operamos, la creciente densidad de las actividades de fracturación hidráulica en la región puede conducir a un aumento

de la actividad sísmica en el futuro. Cualquier aumento de este tipo podría exponer a la empresa a una mayor supervisión regulatoria o a la preocupación de las partes interesadas.

Además, actualmente no tenemos conocimiento de que se estén llevando a cabo operaciones en zonas de Vaca Muerta ocupadas por comunidades indígenas. Sin embargo, la autoidentificación de las comunidades indígenas en la región ha sido históricamente fluida, y esta circunstancia puede cambiar con el tiempo. En dichos casos, es posible que la Compañía deba mejorar su compromiso con las comunidades indígenas y desarrollar una política dedicada de acuerdo con la ley argentina, previa consulta, y el Convenio No 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) sobre Pueblos Indígenas y Tribus. No abordar adecuadamente estas cuestiones podría exponernos a riesgos normativos, legales o de reputación adicionales.

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. Aunque hayamos implementado y sigamos implementando un plan de ciberseguridad, las tecnologías, sistemas y redes que hemos implementado, o que podamos implementar en el futuro, así como las de nuestros proveedores, pueden ser objeto de ciberataques o fallas en la seguridad de los sistemas de información, lo que podría conducir a interrupciones en sistemas industriales críticos, la divulgación no autorizada de información confidencial o protegida, la corrupción de datos, otras interrupciones o disrupciones a nuestras operaciones. Además, es posible que algunos incidentes cibernéticos, como la amenaza persistente de avanzada, no se detecten durante un periodo prolongado de tiempo. Aunque hemos adoptado una Política de Ciberseguridad que sirve de paraguas para nuestras normas y procedimientos de gestión de riesgos de ciberseguridad con el fin de salvaguardar la información y proteger nuestros sistemas, 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 en los yacimientos 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 Ejecutivo pueden no ser indicativos de los resultados futuros.

Nuestro negocio es intrínsecamente volátil debido a la influencia de factores externos, como la demanda interna de petróleo y gas, los precios de petróleo y gas, 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 Ejecutivo constituye una fuente diferenciada de fuerza competitiva para nosotros. Sin embargo, la experiencia de nuestro Equipo Ejecutivo 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, y puede resultar especialmente difícil en Argentina, donde el acceso al capital suele ser más limitado que en otras regiones. 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, 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 nuestros activos sin desarrollar 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 siguientes: (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.

Cualquier problema o fallas en nuestras técnicas de perforación y terminación podría afectar negativamente a nuestro negocio, resultados de operación y situación financiera.

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 2024, la mayoría de nuestras propiedades productoras y Reservas Probadas estimadas estaban concentradas geográficamente en Vaca Muerta, 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 natural 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, falta de capacidad *midstream*, y/o condiciones climáticas extremas.

La industria del petróleo y el gas es competitiva y nuestra capacidad para alcanzar nuestros objetivos estratégicos y expandir nuestro negocio depende de nuestra capacidad para competir con éxito en el mercado y reaccionar a fuerzas competitivas.

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 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 mercados, equipos, capacidad *midstream*, mano de obra y capital necesarios para adquirir, desarrollar y operar nuestras propiedades, así como relaciones políticas, y conexiones con otras partes interesadas, las cuales son clave, dado que nuestro negocio y nuestros activos están sujetos a decisiones políticas. 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 en una zona de hidrocarburos, o licitar por capacidad *midstream*, nos enfrentaríamos a una importante competencia de empresas estatales, privadas y públicas.

Al operar en un negocio muy competitivo, nuestros competidores pueden ser capaces de pagar más por propiedades productivas de petróleo y gas natural y por prospecciones de exploración, así como evaluar, licitar y comprar un número mayor de propiedades y prospectos de lo que permiten nuestros recursos financieros y de personal. Nuestros competidores pueden ser capaces de ofrecer mejores paquetes de compensación que nosotros para atraer y retener personal calificado. Adicionalmente, hay una competencia sustancial por el capital disponible para inversiones en la industria de petróleo y gas natural. Como resultado de todo lo anterior, es posible que en el futuro no podamos ser capaces de competir exitosamente en la

adquisición de reservas potenciales, en el desarrollo de reservas, en la comercialización de hidrocarburos, para atraer y mantener personal calificado o levantando capital adicional, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados de operación.

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 mayores costos en los servicios de yacimientos de petróleo, o a la escasez de, costos de los equipos, servicios y personal de perforación. Adicionalmente, las Normas Cambiarias Argentinas crean barreras de entrada para proveedores internacionales, limitando la oferta de bienes y servicios petroleros en Argentina. 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.

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.

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 Vaca Muerta, Argentina, y, en general, 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 existentes en las propiedades que adquirimos. 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.

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

Nuestros resultados de operación están expuestos a las fluctuaciones del Peso Argentino contra el Dólar u otras monedas, las cuales podrían afectar adversamente nuestro negocio y resultados de operación. El valor del Peso Argentino ha experimentado fluctuaciones significativas en el pasado. El principal efecto de la depreciación o devaluación del Peso Argentino contra el Dólar estaría en los precios realizados del crudo vendido 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 históricamente han limitado la capacidad de las refinerías para trasladar dichas variaciones a los usuarios finales.

Adicionalmente, dadas varias reglas contables, cambios importantes en el valor del Peso Argentino frente al Dólar 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.

Una apreciación significativa del Peso Argentino frente al Dólar u otras divisas podría incrementar el costo de los gastos contractualmente denominados e indexados en pesos argentinos cuando se conviertan en Dólares en los estados financieros de la Compañía. Esto, a su vez, podría afectar negativamente los márgenes operativos y el rendimiento financiero de la Compañía, incluida su capacidad para atender las obligaciones de deuda financiera.

El tipo de cambio del Peso Argentino frente al Dólar y otras divisas se encuentra fuera del control de la Compañía y está influido por las políticas monetarias y económicas adoptadas por el gobierno argentino, así como por las políticas de otros países, en particular las de Estados Unidos y otros principales socios comerciales de Argentina.

La Compañía no puede predecir si el peso argentino se depreciará o apreciará frente al Dólar u otras divisas, ni en qué medida, ni puede determinar el impacto potencial de tales fluctuaciones sobre su actividad y situación financiera.

Podemos estar sujetos a pasivos desconocidos o contingentes relacionados con nuestras adquisiciones recientes y futuras.

Ocasionalmente evaluamos las oportunidades de adquirir activos y negocios adicionales de petróleo y gas. Cualquier posible adquisición podría resultar un emprendimiento sustancial en términos de escala y podría introducir riesgos nuevos y potencialmente significativos, incluyendo los relacionados con factores políticos, financieros y geográficos. El éxito de nuestras actividades de adquisición depende de nuestra capacidad para identificar candidatos adecuados, negociar condiciones de adquisición aceptables e integrar sus operaciones de manera eficaz.

Cualquier posible adquisición iría acompañada de una serie de riesgos, como la posibilidad de un descenso significativo de los precios del petróleo y el gas, el riesgo de que las reservas de petróleo y gas natural adquiridas no se desarrollen según lo previsto, la dificultad de asimilar las operaciones y el personal, la posible perturbación de nuestra actividad en curso, la posible pérdida de empleados clave, y la incapacidad de la administración para maximizar nuestra posición financiera y estratégica mediante la integración satisfactoria de los activos y negocios adquiridos. Otros retos pueden ser el mantenimiento de

estándares, controles, procedimientos y políticas uniformes, y el deterioro de las relaciones con empleados, clientes y contratistas como consecuencia de la integración del nuevo personal directivo.

Además, puede ser necesario capital adicional para financiar una adquisición, lo que podría implicar la obtención de deuda y exponer a la empresa al riesgo de apalancamiento. Cualquier adquisición podría afectar a nuestra liquidez, especialmente si utilizamos parte de la liquidez disponible para financiar la adquisición, y podría afectar a nuestra capacidad de atender al servicio de la deuda financiera.

No podemos garantizar que seamos capaces de superar estos riesgos o cualquier otro problema relacionado con estas adquisiciones. Pueden surgir costos y retos inesperados, y podemos experimentar retrasos en la obtención de los beneficios de una adquisición. Nuestra capitalización y resultados operativos pueden sufrir cambios significativos, y podríamos no tener la oportunidad de evaluar a detalle la información económica, financiera y otra información pertinente, necesaria para evaluar futuras adquisiciones. Si no podemos gestionar eficazmente la integración de las adquisiciones, podría reducir nuestra atención a las adquisiciones posteriores y a las operaciones actuales, lo que podría afectar a nuestros resultados financieros, reputación y 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, estos acuerdos de colaboración (joint ventures) o nuestros socios bajo estos acuerdos de colaboración (joint ventures), 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 medidas tomadas y en el cumplimiento de nuestros socios operadores. Dichas acciones pudieran afectar de manera negativa nuestra condición financiera y nuestros resultados en las operaciones. Por ejemplo, al 31 de diciembre de 2024, no éramos el operador de las concesiones de Entre Lomas Neuquén, Acambuco, Entre Lomas Río Negro, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE, ubicadas 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, en caso de resolverse total o parcialmente 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 2024, 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 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.

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 operativos.

La Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de Estados Unidos de 1977, la Ley de Soborno del Reino Unido de 2010, las leyes y regulaciones implementando la Convención para combatir el Cohecho de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, la Ley General de Responsabilidades Administrativas, la Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria de Argentina y la Ley de Prevención del Lavado de Activos 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.

En particular, la Ley de Responsabilidad Penal de Argentina establece la responsabilidad penal de las personas morales por delitos contra la administración pública y cohecho transnacional cometidos, entre otros, por sus asesores jurídicos, directores, gerentes, empleados o representantes. Bajo esta ley, una persona jurídica puede ser considerada responsable y estar sujeta a sanciones que incluyen multas y la suspensión parcial o total de actividades si se demuestra que dichos delitos fueron cometidos, directa o indirectamente, en su nombre, o en su favor o para su beneficio. Además, si la Compañía obtuvo o pudo

haber obtenido un beneficio de dichos delitos, y si fueron resultado de la falta de implementación de controles efectivos, de los cuales la Compañía pudiera ser considerada responsable.

Es posible que, en el futuro, aparezcan reportes 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.

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 a nuestro 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.

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, equipos de perforación, set de completación, capacidad *midstream* y otros 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 de equipos de perforación, set de completación, capacidad *midstream* 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 operativos, 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, servicio y equipos de perforación, set de completación, capacidad *midstream* 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 operativos, 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.

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 2024 a marzo 2025 se firmó el 5 de junio de 2024, y modificado el 30 de octubre 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 operativos, 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 Ejecutivo, nuestros altos directivos, nuestros ingenieros, equipo técnico y otros empleados. Confiamos en nuestra capacidad para atraer, formar, motivar y retener a personal administrativo y especialistas calificados 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 nuestra condición financiera y resultados operativos.

Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentino y mexicano.

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. Como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas y políticas que prevalecen en Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y reglamentarias, así como en las medidas adoptadas por el gobierno argentino pueden tener un impacto importante en nuestras operaciones y condición financiera.

Las condiciones económicas argentinas dependen de diversos factores, incluyendo: (i) balanza comercial y, en particular, los precios internacionales de las principales *commodities* exportadas, (ii) estabilidad y competitividad del Peso Argentino frente a las monedas extranjeras, (iii) competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales, (iv) los niveles de consumo interno, de inversión y financiación local e internacional (v) niveles de inflación en los precios del consumidor y precios mayoristas, (vi) cambios en las políticas económicas o fiscales aplicadas por el gobierno argentino, (vii) conflictos laborales y huelgas, (viii) el gasto fiscal del gobierno argentino y su capacidad para mantener el equilibrio fiscal, (ix) las tasas de interés y los controles salariales y/o de precios, y (x) el nivel de desempleo, la inestabilidad política y las tensiones sociales.

Además, la economía argentina es especialmente sensible de fluctuaciones en la situación política a nivel local. En Argentina se celebran elecciones legislativas cada dos años, que dan lugar a la renovación parcial de ambas cámaras del Congreso. Las próximas elecciones legislativas están previstas para octubre de 2025. El resultado de estas elecciones puede dar lugar a cambios en las políticas gubernamentales que podrían afectar a nuestro negocio. No podemos asegurar si se producirán dichos cambios ni estimar su calendario o efectos potenciales sobre nuestras operaciones y situación financiera.

El 10 de diciembre de 2023, Javier Milei asumió como presidente de Argentina y se comprometió a aplicar importantes reformas en materia económica. Tras su inauguración, el Poder Ejecutivo argentino promulgó el Decreto No. 70/2023, introduciendo medidas destinadas a reducir el volumen de la

administración pública, reduciendo gastos públicos, y para la desregularización de la economía. El 28 de junio de 2024, el Congreso argentino aprobó la Ley de Bases, la cual declara formalmente el estado de emergencia pública en asuntos de administración, economía, finanzas y energía, por un año, otorgando al Poder Ejecutivo argentino una serie de facultades legislativas. La Ley de Bases también introduce reformas legales, institucionales y fiscales, afectando varios sectores de la economía, incluyendo modificaciones en la Ley de Hidrocarburos Argentina. Véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina – Ley de Bases".

Las modificaciones a la Ley de Hidrocarburos Argentina incluyen: (i) se incorpora el objetivo de maximización de utilidades económicas al objetivo original de autosuficiencia energética, para fomentar nuevas inversiones; (ii) el principio de no intervención en los precios de hidrocarburos y productos refinados por parte del gobierno argentino; y (iii) el principio de libertad de exportación de petróleo y gas. Este último principio es está sujeto a la objeción de la SdE en ciertas bases técnicas y económicas. Además, las modificaciones introdujeron otros cambios, incluyendo la limitación de las renovaciones posteriores de concesiones, otorgando más facultades discrecionales a las Provincias en el establecimiento de regalías, ampliando las actividades para incluir el procesamiento de hidrocarburos, e introducir requisitos más flexibles para obtener autorizaciones de transporte.

Además, el 28 de junio de 2024, la Cámara Baja del Congreso argentino aprobó de manera definitiva una reforma fiscal ("<u>Reforma Fiscal Argentina</u>"), reincorporando con éxito el capítulo sobre el impuesto sobre la renta y los bienes personales, previamente rechazado por el Senado argentino. La Reforma Fiscal Argentina fue promulgada y publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 8 de julio de 2024, entrando en vigencia a partir de esa fecha.

Es difícil predecir el impacto social, político o económico de las medidas anunciadas y aplicadas por el gobierno argentino a la fecha del presente Reporte Anual, así como las medidas futuras que podrán ser introducidas, y el resultado del ambicioso plan de desregulación, que el Poder Ejecutivo argentino pretende aplicar mediante el Decreto No. 70/2023, la Ley de Bases, y/o la Reforma Fiscal Argentina. Estas medidas podrían afectar nuestra situación financiera y nuestros resultados operativos.

El 22 de agosto de 2024, el Congreso argentino aprobó un proyecto de ley destinado a aumentar las pensiones públicas. Posteriormente, el 12 de septiembre de 2024, el Congreso argentino aprobó otro proyecto de ley para aumentar el financiamiento de las universidades públicas nacionales. Sin embargo, el presidente Milei vetó ambas leyes, emitiendo el Decreto No. 782/2024 el 2 de septiembre de 2024, para el proyecto de ley de pensiones públicas, y el Decreto No. 879/2024 el 2 de octubre de 2024, para el proyecto de ley de financiamiento de las universidades, mencionando que ambos proyectos de ley no identificaban los recursos fiscales necesarios para cubrir los gastos adicionales. Desde la asunción de la actual administración, su limitada representación en el Congreso argentino ha limitado su capacidad para promover o bloquear la legislación, lo que ha requerido negociaciones con la oposición sobre diversos aspectos de cada proyecto de ley para asegurar su apoyo. Al mismo tiempo, determinadas circunstancias han llevado a la oposición a unirse y sacar adelante leyes a las que la administración se había opuesto públicamente con anterioridad. Esta dinámica política y la falta de mayorías de la actual administración en el Congreso argentino podrían llevar a una situación en la que los vetos del Ejecutivo se utilicen con frecuencia para diversos proyectos aprobados por el Congreso argentino, creando así incertidumbre política y reclamaciones legales, afectando así a la previsibilidad y al clima de inversión argentino en general. No podemos predecir cómo evolucionará esta situación, y si podría afectar negativamente a nuestras operaciones y/o condiciones financieras.

Además, la economía argentina es vulnerable a los acontecimientos adversos que afectan a sus principales socios comerciales. Un deterioro continuo de las condiciones económicas en Brasil, el principal

socio comercial de Argentina, y un deterioro de las economías de otros socios comerciales importantes de Argentina, como China o Estados Unidos, podrían tener un impacto adverso importante en la balanza comercial de Argentina y afectar negativamente al crecimiento económico de Argentina y, por lo tanto, podrían afectar negativamente a nuestra salud financiera y a nuestros resultados operativos. Además, un aumento de los aranceles impuestos a las exportaciones argentinas por los socios comerciales más relevantes de Argentina, como China, Brasil o Estados Unidos o una depreciación importante de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores podría afectar negativamente a la competitividad de Argentina y, balanza comercial, y, en consecuencia, repercutir negativamente en la situación económica y financiera de Argentina y en los resultados de nuestras operaciones. Véase "Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - Los cambios en el comercio estadounidense y otras políticas bajo la administración de Trump pueden afectar negativamente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones". Igualmente, véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina – Ley de Bases".

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. El 28 de enero de 2022, el gobierno argentino y el Fondo Monetario Internacional ("FMI") llegaron a un consenso sobre políticas fundamentales como parte de sus conversaciones en curso, en el marco de un programa de financiamiento apoyado por el FMI. El 17 de marzo de 2022, el gobierno argentino aprobó un acuerdo con el FMI por un período de 30 meses ("Acuerdo FMI") para refinanciar US\$44,000 millones de deuda contraída entre 2018 y 2019 en virtud de un acuerdo stand-by cuyo pago estaba previsto originalmente entre 2021 y 2021. El Acuerdo FMI comprende diez revisiones trimestrales sobre un período de dos años y medio, con la finalidad de asegurar que el gobierno argentino cumpla con los objetivos establecidos para cada período. Después de cada revisión, los desembolsos se ponen a disposición. El periodo de amortización de cada desembolso es de diez años, con un período de gracia de cuatro años y medio, comenzando en 2026 y finalizando en 2034. El 13 de junio de 2024, el FMI concluyo con su octava revisión, tras lo cual el FMI desembolsó cerca de US\$800 millones al Gobierno argentino para apoyar la recuperación económico y reconstruir las reservas fiscales y exteriores. A la fecha de este Reporte Anual, el FMI ha desembolsado un total de más de US\$41,400 millones al gobierno argentino, de conformidad con el Acuerdo FMI. El 10 de enero de 2025, el FMI llevó a cabo una evaluación ex-post ("EPE") del acceso excepcional de Argentina en virtud del Acuerdo del FMI, que expiró a finales de 2024. El reporte de la EPE concluyó que el diseño del programa no tomó en cuenta la totalidad de la magnitud de los desafíos fiscales y de balanza de pagos de Argentina, dadas las complejas condiciones económicas del país, el entorno de recuperación posterior al COVID y las dificultades para asegurar el compromiso del gobierno con los objetivos del programa. El 11 de marzo de 2025, el Poder Ejecutivo argentino emitió el Decreto No. 179/2025, aprobando un nuevo contrato de 10 años ("Programa de Facilidades Ampliadas") a celebrarse con el FMI. El objetivo principal del Programa de Facilidades Ampliadas es refinanciar pasivos, incluyendo cuentas de tesorería no transferibles y los montos remanentes pendientes de amortización bajo el actual Acuerdo FMI. El 19 de marzo de 2025, la Cámara de Diputados del Congreso argentino ratificó el Decreto No. 179/2025, dando así la aprobación final al Programa de Facilidades Ampliadas. A la fecha de este Reporte Anual, el Programa de Facilidades Ampliadas no ha sido ejecutado.

No podemos asegurar que el gobierno argentino logrará alcanzar los objetivos de las próximas revisiones del FMI. Además, no podemos asegurar que las condiciones del FMI no afectarán la capacidad de Argentina para implementar las reformas y las políticas públicas, e impulsar el crecimiento económico.

Tampoco podemos predecir el impacto de la implementación del Acuerdo FMI e indirectamente, en nuestra capacidad para acceder al mercado de capitales internacional

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo entre 2020 y 2023, 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. En 2024, Argentina experimentó una disminución del riesgo país y una mejora de su calificación de deuda pública. Sin embargo, no se puede asegurar que las calificaciones crediticias de Argentina no se verán disminuidas, suspendidas o canceladas en el futuro. 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\$8.7 millones al 31 de diciembre de 2024. Cualquier evento nuevo 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 regulaciones extensas y cambiantes en los países en los que operamos.

La industria del petróleo y el gas está sujeta a una amplia regulación por los gobiernos federales, estatales, provinciales y locales. en las jurisdicciones en las que operamos. La industria de hidrocarburos en Argentina y México está altamente regulada por parte de los gobiernos federales, estatales, provinciales y locales, abarcando diversos aspectos, tales como la concesión de permisos de exploración y explotación, restricciones a la producción y exportación, fiscalización, control de precios, obligaciones de abastecimiento del mercado nacional y cuestiones del medio ambiente. En consecuencia, nuestro negocio es significativamente influenciado por 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.

Adicionalmente, tampoco podemos asegurar que nuestras concesiones de petróleo y gas 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 podemos ofrecer garantías de que los impuestos, regalías y tasas que regulan la industria del petróleo y el gas no vayan a ser incrementados en el futuro por los gobiernos municipales, provinciales o federales, lo que podría afectar negativamente a los resultados de nuestras operaciones y a nuestra situación financiera, incluida nuestra capacidad para atender el servicio de la deuda financiera.

Tampoco se puede garantizar que las regulaciones o impuestos (incluyendo las regalías) promulgados por los gobiernos provinciales o locales 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.

El gobierno argentino y mexicano conservan la autoridad para diseñar e implementar políticas energéticas, que anteriormente han incluido restricciones a la exportación, control de precios, incentivos a la producción y políticas preferenciales para las empresas estatales. En Argentina, el gobierno argentino ha establecido en el pasado restricciones a la exportación sobre la libre disposición de hidrocarburos, ingresos de exportación, aranceles a las exportaciones, y ha impuesto acuerdos de precios entre productores y refinerías o la creación de programas de incentivos fiscales para promover el aumento de la producción. En México, el gobierno mexicano ha aplicado políticas para incrementar el control estatal (es decir, sobre el sector energético, beneficiando a Pemex y CFE).

Además, Pemex es el único comprador de nuestra producción de petróleo y gas CS-01 de nuestro activo en México. En el pasado, hemos experimentado retrasos en el cobro a Pemex de los ingresos procedentes de estas ventas. Aunque vigilemos y gestionemos diligentemente esta cuestión para garantizar el cobro puntual, este problema podría continuar en el futuro, e incluso agravarse, lo que podría afectar negativamente a la situación financiera de nuestras operaciones en México.

Dichas controversias, limitaciones, restricciones a la exportación u otras medidas impuestas por las autoridades argentinas o mexicanas 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 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.

Además, el 20 de diciembre de 2024, la presidenta de México, Claudia Sheinbaum, publicó en el Diario Oficial de la Federación una reforma constitucional que prevé la disolución de diversas entidades, entre ellas, la COFECE, la CRE y la CNH. Véase la Sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina" y "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama de la industria del petróleo y gas en México". La reforma prevé que las funciones actuales de la COFECE se transfieran a una nueva autoridad. Sin embargo, entrará en vigor 180 días después de que el Congreso mexicano promulgue una nueva legislación secundaria en materia de competencia económica o modifique la ley de competencia vigente. Hasta que se promulgue dicha legislación, su impacto en la industria del petróleo y el gas sigue siendo incierto.

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, 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; hostilidades o los problemas políticos en otros países que podrían impactar al comercio internacional, al precio de los productos básicos y a la economía mundial.

La volatilidad en los mercados de valores de los países catalogados como mercados emergentes, por no hablar de mercados *stand-alone* como Argentina, así como los posibles incrementos adicionales de las tasas de interés en Estados Unidos y otros mercados desarrollados o emergentes, 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, en los mercados independientes existe un riesgo de las restricciones gubernamentales que podrían limitar la inversión, y un mayor riesgo asociado a los acontecimientos políticos.

Además, la SEC, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos de América, 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.

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.

Podríamos estar sujetos a restricciones directas e indirectas a la exportación bajo las leyes de Argentina.

Aunque la Ley de Hidrocarburos de Argentina, en general, garantiza el derecho a exportar hidrocarburos, sujeto a la no objeción de la SdE, y asegura que, una vez cumplidos los requisitos para exportación, el derecho a exportar no puede ser revocado (véase "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina - Ley de Bases"), y el proceso especifico de objeción se espera ser definido a través de una resolución de la SdE. Además, la exportación de hidrocarburos es permitida, siempre y cuando dichos volúmenes no sean necesarios para el mercado interno y se vendan a precios razonables. Anteriormente, las empresas de petróleo y gas se han enfrentado a restricciones para exportar, limitando así su capacidad de obtener un beneficio derivado de mayores precios internacionales, cuando están por encima de los precios internos o de mercado en Argentina.

Aunque de que la Ley de Bases aprobó cambios a la Ley de Hidrocarburos Argentina para la reducción de restricciones en exportación de hidrocarburos, la autorización del gobierno argentino sigue siendo requerida para la exportación de hidrocarburos hasta que se promulgue la citada resolución de la SdE. 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.

Hasta 2024, la exportación de petróleo crudo y derivados en Argentina requería la inscripción previa en el Registro de Contratos de Operaciones de Exportación y la autorización de la SdE. La Ley de Bases modificó la Ley de Hidrocarburos Argentina, estableciendo que los productores de petróleo crudo y derivados pueden exportar libremente hidrocarburos y/o sus derivados, sin objeción de la SdE. El ejercicio efectivo de este derecho está sujeto a la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo argentino, la cual, entre otros aspectos, debe considerar (i) los requisitos usuales relacionados con el acceso de recursos técnicamente comprobados; y (ii) que la eventual objeción de la SdE sólo podrá (a) formularse dentro de los 30 días posteriores al reconocimiento de la exportación por parte de la SdE, y (b) deberá basarse en razones técnicas o económicas relacionadas con la seguridad del abastecimiento. Transcurrido dicho plazo, la SdE no podrá formular objeción alguna.

El 28 de noviembre de 2024, el Poder Ejecutivo argentino emitió el Decreto No. 1057/2024 para reglamentar la Ley de Bases, detallando los procedimientos de exportación y el mantenimiento del Registro de Contratos de Operaciones de Exportación. El decreto introduce un procedimiento de objeción para las exportaciones de hidrocarburos, que permite a la SdE objetar en un plazo de 30 días hábiles sobre la base de estudios técnicos económicos si se ve afectada la seguridad del suministro. Los motivos específicos de objeción incluyen la insuficiencia de hidrocarburos, la falta de demostración de la disponibilidad prevista, la información inexacta y los cambios importantes en los precios del mercado interno.

Los principios de equidad, razonamiento, proporcionalidad y no discriminación deberán ser respetados, y se espera que el procedimiento de objeción sea más detallado en una resolución de la SdE, que sustituya a las anteriores.

No podemos predecir cuándo emitirá la SdE dicho reglamento ni la naturaleza de su contenido. Véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina – Ley de Bases".

Además, no podemos predecir si se restablecerán las restricciones a las exportaciones, 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.

Con respecto al gas natural, la Ley argentina No 24,076 ("Ley de Gas Natural") y la normativa relacionada exigen que se tengan en cuenta todas las necesidades del mercado nacional a la hora de autorizar 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 años recientes, las autoridades argentinas han adoptado ciertas medidas que resultaron en restricciones a las exportaciones de gas natural desde Argentina. Debido a estas restricciones, las empresas petroleras y gasistas se han visto obligadas a vender en el mercado local parte de su producción de gas natural que originalmente estaba destinada al mercado de exportación y, en algunos casos, no han podido cumplir total o parcialmente sus compromisos de exportación.

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) requisito de los exportadores de repatriar y convertir todo el producto de sus exportaciones de bienes y servicios a Pesos Argentinos a través del mercado de divisas extranjero; (iv) limitaciones a la transferencia de valores hacia y desde Argentina; (v) la aplicación de impuestos a determinadas operaciones de adquisición de divisas; y (vi) restricciones al acceso (incluyendo, sin limitar, en relación con el plazo para realizar dichos pagos) del mercado cambiario para hacer pagos por importaciones de bienes y servicios. Anteriormente, el BCRA estableció ciertas restricciones adicionales, estableciendo determinadas refinanciaciones obligatorias en deuda denominada en Dólares.

Aunque el Presidente Milei anunció que los controles de cambio se levantarían a finales de 2025, no se ha revelado un plan detallado ni el calendario de dicho acontecimiento, y no se puede asegurar que el BCRA levantará el control cambiario en un futuro cercano, o que no introduzcan modificaciones en estas normas, o incluso reestablezcan restricciones anteriores, o que impongan planes de refinanciamiento obligatorio relacionados con nuestro endeudamiento pagadero en moneda extranjera, establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, o mantengan las actuales Normas Cambiarias Argentinas 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 Argentino, 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, importar bienes y servicios, los cuales son necesarios para la ejecución de proyectos en los sectores *upstream* y *midstream* de la industria del petróleo y gas, y/o socavar nuestra capacidad para realizar los pagos de intereses y principal de las notas.

Debido a la imprevisible naturaleza de los acontecimientos políticos y económicos, no puede garantizarse que no se impondrán más controles de cambio y restricciones a las transferencias más estrictos que los actualmente vigentes. En caso de una crisis o un periodo de inestabilidad política, económica y

social en Argentina, que resulte en una contracción económica importante, existe el riesgo de que el gobierno actual adopte cambios radicales en las políticas económicas, cambiarias y financieras. Estas medidas pueden implementarse para preservar la balanza de pagos, proteger las reservas de divisas del BCRA, prevenir la fuga de capitales o hacer frente a una depreciación importante del Peso Argentino. Estas medidas podrían incluir, entre otras, la conversión obligatoria de las obligaciones denominadas en Dólares de las personas jurídicas residentes en Argentina a Pesos Argentinos. La imposición de tales restricciones, combinados con factores externos fuera del control de la Compañía, podría afectar de manera sustancial la capacidad de la Compañía para realizar pagos en moneda extranjera.

La ampliación de los controles cambiarios actuales o la aplicación de controles de capital más estrictos podrían tener un impacto adverso en las finanzas públicas del gobierno argentino, lo que a su vez podría tener un efecto perjudicial en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera, incluyendo nuestra capacidad para satisfacer nuestras obligaciones de deuda financiera.

Asimismo, no podemos asegurar que el Gobierno Mexicano no pueda imponer controles de cambio u otras medidas de confiscación en el futuro.

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 (e.g., 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%, cuando el *Brent* se encuentra por encima de US\$60/bbl. Si el Brent se encuentra por debajo de US\$45/bbl, la tasa es 0%. Entre US\$45/bbl y US\$60/bbl, la tasa es linear entre 0% y 8%.

Los incrementos en aranceles y derechos 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 derechos 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 generan crecimiento y el desarrollo económico. En los últimos años, Argentina ha experimentado altos niveles de inflación. La variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el INDEC, para el periodo del 1 de enero de 2024 a diciembre de 2024 fue de 117.8%.

En el pasado, la política monetaria laxa y los persistentes déficits fiscales han contribuido a elevar los niveles de inflación. En respuesta, los gobiernos argentinos anteriores implementaron varias medidas para vigilar y controlar los precios de los bienes y servicios clave. La actual administración, a cargo del presidente Milei, ha cambiado el marco de la política macroeconómica para priorizarla eliminación del déficit fiscal y una reducción sustancial de la emisión monetaria. Como resultado, el crecimiento del IPC ha disminuido, con un aumento intermensual del 2.2% en enero de 2025, y 2.4% en febrero de 2024,

equivalente a una tasa anualizada de aproximadamente 32.9%. A pesar de este avance, si no se estabiliza completamente el valor del Peso Argentino mediante políticas fiscales y monetarias consistentes, las presiones inflacionarias pudieran resurgir.

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, y nuevos costos de pozos en los últimos años, ya que parte de los bienes y servicios involucrados en dichas actividades se encuentran denominados en pesos argentinos, lo que provoca un incremento de los costos unitarios medidos en Dólares durante los periodos en los que la tasa de inflación del Peso Argentino es superior a la depreciación del Peso Argentino frente al Dólar.

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 más información, véase la sección "FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentinos y mexicano - 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, nuestra estructura de costos, situación financiera, nuestro negocio, 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.

La capacidad del gobierno argentino para estabilizar y mantener un mercado de divisas estable es incierta. Las fluctuaciones o una continua depreciación 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 tipos de cambio entre el Peso Argentino y el Dólar. Una depreciación significativa del Peso Argentino frente al Dólar podría afectar negativamente a nuestros precios medios realizados del petróleo y a nuestros resultados financieros, incluida nuestra capacidad para cumplir con obligaciones de deuda financiera y el valor de nuestros ADSs.

Además, 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, afecten 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 de divisas extranjero 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 económico 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. 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

Ley de Hidrocarburos Argentina es el principal marco regulatorio de la industria de los hidrocarburos. Dicha ley 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 explotación de petróleo y gas tendrán las siguientes duraciones: (i) 25 años para concesiones de explotación convencionales,(ii) 35 años para las concesiones de explotación no convencionales y (iii) 30 años para las concesiones offshore, en cada caso, desde la fecha de la resolución en que se les otorgue.

De conformidad con las modificaciones introducidas por el artículo 115 de la Ley de Bases, en las nuevas concesiones, el poder ejecutivo federal o provincial, según corresponda, al momento de definir los términos y condiciones, podrá determinar otros términos de hasta un máximo de 10 años adicionales a los mencionados anteriormente, siempre que tal decisión por parte del poder ejecutivo federal o provincial, según corresponda, sea debidamente fundada y motivada. En ningún caso los términos podrán establecerse a perpetuidad. Las concesiones otorgadas con anterioridad a la promulgación de la Ley de Bases seguirán rigiéndose por los términos establecidos por el marco legal existente a la fecha de su aprobación.

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 son concesiones no convencionales y, por lo tanto, 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 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 de Hidrocarburos Argentina). 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 de Hidrocarburos Argentina).

La Ley de Bases introdujo modificaciones a la Ley de Hidrocarburos Argentina, en lo que respecta a las concesiones de petróleo y gas. Entre los principales puntos modificados por la Ley de Bases, se prevé que la solicitud de subdivisión del área para la conversión, de concesión convencional a no convencional, sólo estará disponible hasta el 31 de diciembre de 2028, y su plazo sólo será de 35 años, sin prórrogas.

No es posible asegurar qué efectos tendrán estas modificaciones de la Ley de Hidrocarburos Argentina sobre las concesiones otorgadas a empresas en Argentina (incluidas nuestras concesiones) ni cuándo podremos ver los efectos de estas modificaciones. Por lo tanto, no podemos predecir qué efectos tendrá la Ley de Bases sobre nuestras concesiones y, en consecuencia, sobre nuestro desempeño operativo y, por lo tanto, sobre nuestra situación financiera, resultados operativos y flujos de caja.

Adicionalmente, 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 – Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina". Por otra parte, según el marco regulatorio actual, la autoridad otorgante conserva la posibilidad de revocar las concesiones si se cumplen determinadas condiciones.

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, sujeto 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 SENER. 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 SENER (o cualquier autoridad que lo sustituya) conforme a los planes de inversión 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.

Para mayor contexto en los retos sobre la regulación en México respecto a la CNH, véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en México".

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, 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 – Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentino y mexicano - 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 en otros mercados del mundo. La inestabilidad económica mundial, como la incertidumbre sobre las políticas comerciales globales, caídas pronunciadas o incrementos en el precio de las materias primas, 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, las tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y varios países extranjeros, el conflicto entre Rusia y Ucrania, y más recientemente entre Israel, Irán y Hamas, y China y Taiwán, las decisiones de la 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, 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 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, incluyendo nuestra capacidad para satisfacer nuestras obligaciones de deuda financiera.

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 2023, Argentina se colocó en el lugar 98 de 180 países (siendo 1 el país menos corrupto y el 180 el más corrupto), representando un deterioro comparado con el estudio del año 2022.

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 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.

Reconociendo que 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 gobierno argentino ha anunciado varias medidas destinadas a reforzar las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las condenas penales a cambio de cooperación con el gobierno en investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la restitución al Estado de bienes de funcionarios corruptos, el aumento de las facultades de la Oficina Anticorrupción, la presentación de un borrador de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeta a una revisión judicial independiente, así como al apoyo legislativo de los partidos de la oposición.

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. En consecuencia, esto podría impactar nuestra capacidad de atraer nuevos inversionistas a nuestra Compañía, lo que podría afectar nuestra situación financiera y el valor de mercado de nuestras acciones Serie A y de los ADSs.

El gobierno de Argentina 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 gobierno de Argentina, ya sea a nivel federal o provincial, dependiendo de la ubicación de dichas reservas. Véase la sección "Información de la Compañía — Propiedad". Sin embargo, la E&P de petróleo y gas natural son realizas a través de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por el gobierno federal o provincial, según sea aplicable, 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 E&P en Argentina. Véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio del Petróleo y Gas 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, incluidos los cambios en la política y la normativa energéticas, 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 el pasado 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. Un empeoramiento de las condiciones financieras o económicas internacionales, como una desaceleración del crecimiento o incluso una 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 teniéndola. 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, y podría empeorar en 2024, si los grupos delictivos intentaran tomar ventaja de las próximas elecciones para expandir su control sobre los gobiernos locales y sobre los mercados. 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.

A la fecha de este Reporte Anual, Movimiento de Regeneración Nacional (Morena), el partido político de la presidenta Claudia Sheinbaum Pardo, cuenta con la mayoría de los asientos en la Cámara de Diputados y tiene una influencia significativa en el Senado de la República, ocupando el mayor número de asientos en relación con cualquier otro partido. En los años anteriores se han caracterizado por una fuerte presión del Ejecutivo y del Congreso sobre el Poder Judicial y, particularmente, sobre la Suprema Corte de Justicia de la Nación. Esta concentración de poder, junto con cualquier cambio en la política o economía mexicana, como consecuencia de estos acontecimientos, podría tener un impacto negativo en nuestro negocio, posición financiera o resultados operativos.

El 15 de septiembre de 2024 se promulgó en México una reforma constitucional que introdujo cambios significativos en el sistema judicial, incluyendo la elección popular de jueces, magistrados y ministros de la Suprema Corte. La reforma judicial mexicana ha provocado huelgas judiciales en todo el país, perturbando los procedimientos judiciales y causando posibles retrasos en los litigios y la ejecución de contratos. Estos acontecimientos crean una incertidumbre regulatoria que puede afectar a nuestras

operaciones comerciales y a la protección jurídica en México. Para más información sobre los cambios normativos en México, véase "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - Panorama General - Marco regulatorio de petróleo y gas en México".

Las condiciones económicas en México están sumamente relacionadas con las condiciones económicas de los Estados Unidos debido a la proximidad 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 (TMEC). Como resultado, los acontecimientos políticos y económicos en los Estados Unidos, incluidos, entre otros, los recientes acontecimientos relativos a los aranceles impuestos por Estados Unidos a las importaciones procedentes de México, que también pueden tener un impacto en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el Peso las condiciones económicas en México y los mercados de valores globales.

La administración del presidente de Estados Unidos, Donald Trump, ha introducido cambios significativos en las políticas comerciales, incluida la imposición de nuevos aranceles a las importaciones procedentes de Canadá, México y China, y se están estudiando medidas adicionales. Para obtener más información sobre los cambios en las políticas comerciales y de otras políticas de Estados Unidos, y su impacto, consulte "Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - Los cambios en el comercio estadounidense y otras políticas bajo la administración de Trump pueden afectar negativamente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones" Estos aranceles, junto con las posibles represalias de estos y otros países, podrían perturbar los flujos comerciales mundiales y aumentar los costos operativos de las empresas que dependen de las cadenas de suministro internacionales.

Además, el 20 de enero de 2025, el presidente Trump emitió una orden ejecutiva en la que ordenaba al Secretario de Estado de Estados Unidos sugiriendo la designación de ciertos cárteles internacionales y organizaciones criminales transnacionales como (FTOs and SDGTs) y Terroristas Globales Especialmente Designados (por sus siglas en inglés, *SDGT*). Posteriormente, el Departamento de Justicia de Estados Unidos emitió memorándums en los que se daba prioridad a las medidas de aplicación de la ley contra los cárteles y las organizaciones criminales transnacionales, incluidas las que operan en México. Estas designaciones pueden imponer desafíos operativos y de cumplimiento adicionales para empresas, como la nuestra, con actividades en México.

Otros acontecimientos y cambios, así como cualquier inestabilidad política y económica en México, podrían tener un efecto material adverso en la economía del país. No es posible predecir con exactitud el alcance de dicho impacto. No podemos ofrecer ninguna garantía de que los acontecimientos políticos en México no afectarán negativamente a la economía mexicana o a la industria del petróleo y el gas y, a su vez, a nuestro negocio.

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, en virtud del cual se celebró y rige el acuerdo de licencia para el bloque CS-01, nos permitía 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. Tras la derogación de la Ley de Hidrocarburos, la Ley del Sector Hidrocarburos de México establece que la SENER podrá celebrar excepcionalmente contratos para la exploración y extracción de petróleo y otros hidrocarburos, previa licitación pública. 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 E&P en México. Para mayor contexto en los cambios regulatorios en México, véase las secciones "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Panorama de la industria del petróleo y gas en México" y "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Marco regulatorio de petróleo y gas en México" de este Reporte Anual.

Crisis sanitarias como la de la pandemia de COVID-19 podrían tener un efecto adverso significativo en nuestras operaciones comerciales.

La pandemia de COVID-19 tuvo un efecto material adverso en la economía mundial y en nuestra Compañía. La pandemia de COVID-19 resultó en la imposición de medidas gubernamentales locales, municipales y nacionales de "refugio doméstico" y otras medidas de cuarentena, cierre de fronteras y otras restricciones de viaje, cierres de negocios no esenciales, suspensión de visas, encierros a nivel nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, así como la extensión de vacaciones, entre otras, causando una interrupción comercial sin precedentes en varias jurisdicciones, incluyendo México y Argentina.

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.

Aunque los efectos negativos de la pandemia de COVID-19 sobre nosotros y la economía mundial han disminuido, 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, así como 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 son reportadas 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 a través de un procedimiento de amparo, solicitando una excepción a la obligación de entregar esta información relevante, y como resultado, para evitar estar sujeto a la responsabilidad fiscal solidaria. Vista obtuvo una resolución final favorable de un Tribunal Colegiado, de acuerdo con un precedente vinculante de la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación establecido en el expediente A.R. 528/2022. Como resultado, Vista ahora sólo está requerido a presentar el aviso relativo a la participación accionaria de las partes previsto en el artículo 49 Bis 2 de la Circular Única de Emisoras y no está obligado a reportar las transferencias de acciones realizadas entre no residentes.

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 Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE" por sus siglas en inglés). 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 la NYSE y Pesos 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 pandemias, 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; incorporaciones o desvinculaciones de nuestro Equipo Ejecutivo; 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 por los estudios y reportes 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 emiten opiniones negativas 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 ("Plan") con el propósito de atraer y retener a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores que son fundamentales para nuestro éxito, 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 ADSs restringidas ("Acciones Restringidas") y opciones para comprar nuestras Acciones Serie A o ADSs ("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 asignarse al Plan.

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) pudiera resultar en 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, adicionalmente a las acciones recompradas a través del programa de recompra en curso, se pusieran en circulación, nuestro capital social emitido y en circulación aumentaría un 3.7%, pasando de 95,285,451 Acciones Serie A en circulación al 31 de diciembre de 2024, a un total de 98,781,026 Acciones Serie A. Véase la sección "ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Plan de incentivos a largo plazo".

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 las <u>Normas Cambiarias Argentinas</u> impuestas 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 las Normas Cambiarias Argentinas actuales 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 Argentino, 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 SOX, 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 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 SOX, estamos obligados a incluir un informe de nuestra dirección sobre nuestros controles internos de la información financiera que contenga la evaluación de la

dirección relacionada con el diseño, mantenimiento y evaluación periódica del sistema, acompañada por un reporte de nuestra firma de contabilidad pública independiente registrada. 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 SOX, además de los requisitos de revelación existentes en la Ley del Mercado de Valores (según sea modificada de tiempo en tiempo, 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 SOX 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 Ejecutivo, 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 Ejecutivo 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 residentes no argentinos 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 representen 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) 98,150,716 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 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

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.

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.

INFORMACIÓN 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.

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 el yacimiento de Vaca Muerta, la Cuenca Neuquina, Argentina. Vaca Muerta es la mayor formación de petróleo y gas *shale* fuera de Norteamérica, donde poseemos aproximadamente 205,600 acres. Somos tenedores de un activo productor convencional en México. 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.

Nuestras oficinas principales están ubicadas en Torre Mapfre, Piso 18, Paseo de la Reforma 243, Colonia Renacimiento, Alcaldía Cuauhtémoc, C.P. 06600, Ciudad de México. Nuestro número de teléfono en estas oficinas es +52 (55) 1555 7104. 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.

Eventos significativos del 2024

Reorganización Corporativa

El 20 de diciembre de 2024, el Consejo de Administración de Vista Argentina, Aleph Midstream S.A. y Vista Holding VII S.A.U., junto con la gerencia de AFBN, aprobaron un acuerdo preliminar de fusión (el "Acuerdo Preliminar"), en virtud del cual estas tres últimas entidades serán absorbidas y fusionadas por nuestra filial Vista Argentina, como entidad subsistente ("Fusión"). El Acuerdo Preliminar establece el 1 de enero de 2025, como fecha efectiva de la Fusión. La Fusión se ha llevado a cabo con fines de reorganización societaria dentro del grupo.

Para efectos fiscales argentinos, según lo dispuesto en el artículo 80 de la LISR (según se define más adelante), la fecha efectiva de una fusión determina la fecha a partir de la cual se considera que las entidades operan conjuntamente.

Para efectos de la legislación societaria argentina, una fusión sólo es efectiva tras su inscripción en el registro público. A la fecha del presente informe anual, la fusión aún no ha sido inscrita en el registro público. Una vez inscrita, se determinará la fecha de entrada en vigor a efectos de la legislación societaria argentina, y Vista Argentina consolidará todos los activos y operaciones de AFBN, Aleph Midstream y Vista Holding VII S.A.U.

Adicionalmente, de conformidad con la Ley General de Sociedades No 19,550 (*Ley General de Sociedades*), el Acuerdo Preliminar sigue siendo preliminar porque aún no incluye la aprobación de los estados financieros consolidados e individuales de las entidades fusionadas, que deben ser aprobados conjuntamente con el acuerdo de pre-fusión. A la fecha del presente informe anual, la suscripción del acuerdo de pre-fusión entre Vista Argentina, AFBN, Aleph Midstream. y Vista Holding VII S.A.U. y la aprobación de los correspondientes estados financieros de fusión están pendientes. De acuerdo con el artículo 83 de la Ley General de Sociedades de Argentina, debe aprobarse un acuerdo previo a la fusión, que incluye la aprobación de los estados financieros mencionados anteriormente (el "<u>Acuerdo Previo a la Fusión</u>"). Este Acuerdo Previo a la Fusión fue aprobado por el Consejo de Administración de las cuatro entidades el 28 de marzo de 2025, incluida la aprobación de los estados financieros consolidados de la fusión con fecha de corte del 31 de diciembre de 2024. Además, de conformidad con la Ley General de Sociedades de Argentina, el Acuerdo Previo a la Fusión debe ser aprobado por las juntas de accionistas de las entidades involucradas. Las juntas de accionistas de Vista Argentina, AFBN, Aleph Midstream y Vista Holding VII S.A.U. están programadas para el 28 de abril de 2025.

En consecuencia, si bien Vista Argentina, AFBN, Aleph Midstream y Vista Holding VII S.A.U. operan actualmente de forma conjunta, la Fusión sigue estando sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas, incluida la suscripción del acuerdo previo a la fusión y su inscripción en el registro público.

Adición de nuevo miembro del Equipo de Administración

Con efectos a partir del 14 de enero de 2025, Matías Weissel ha sido nombrado Director de Operaciones de Vista, en sustitución de Juan Garoby, quien ha asumido el cargo de Director de Tecnología. El Sr. Weissel ha sido Gerente de Operaciones de Vista Argentina desde enero de 2023, y ha estado en la Compañía desde el inicio de sus operaciones en abril de 2018. El Sr. Garoby ha ocupado el cargo de director de operaciones desde agosto de 2017, y ha estado involucrado con la empresa desde su constitución el 22 de marzo de 2017.

Contratos "Farm-out"

El 16 de diciembre de 2024, Vista Argentina acordó la cesión de la participación de Trafigura en los Contratos de *Farm-out* (según se definen más adelante) a su favor, con efectos a partir del 1 de enero de 2025 ("<u>Contrato Trafigura</u>"). Desde su entrada en vigor, Vista Argentina tiene derechos sobre el 100% de la producción de los *pads* sujetos al Contrato Trafigura. En virtud del Contrato Trafigura, Vista Argentina pagará a Trafigura US\$128 millones en 48 cuotas mensuales consecutivas hasta diciembre de 2028.

Además, Vista Argentina y Trafigura firmaron un contrato de comercialización de petróleo crudo vigente desde el 1 de enero de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2028, en virtud del cual Vista Argentina venderá 10,000 m³ de petróleo crudo al mes a Trafigura. Las cantidades pagaderas por Trafigura en virtud del contrato de comercialización de petróleo crudo se compensarán con las obligaciones de Vista Argentina en virtud del Contrato Trafigura.

Al 31 de diciembre de 2024, el Contrato Trafigura no tuvo ningún impacto contable en los estados financieros consolidados.

Para obtener más información sobre los acuerdos de cesión de derechos mineros, consulte la sección "PANORAMA GENERAL – Concesiones".

Nuestro negocio

Somos una compañía latinoamericana independiente, enfocada en petróleo shale que opera desde el 4 de abril de 2018, con nuestros principales activos ubicados en la zona de Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, Argentina. Vaca Muerta es el mayor yacimiento de petróleo y gas de shale en desarrollo fuera de América del Norte, donde tenemos derechos para desarrollar aproximadamente 205,600 acres. También somos titulares de un activo de producción convencional en México. La mayor parte de nuestra producción e ingresos actividades de perforación y reacondicionamiento, nuestros pozos actualmente en producción, las reservas probadas estimadas y los activos se encuentran en Vaca Muerta, Argentina.

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 1,150 pozos en Vaca Muerta, de los cuales 550 se encuentran en Bajada del Palo Oeste, 150 en Bajada del Palo Este, 150 en Aguada Federal, 150 en Bandurria Norte, 100 en Águila Mora y 50 en Coirón Amargo Norte. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024, el número de pozos *shale* acumulados que habíamos conectado incrementó de 117 en Bajada del Palo Oeste, 17 en Bajada del Palo Este, 13 pozos en Aguada Federal, y dos pozos en Águila Mora, con un total acumulado de 149 pozos *shale* acumulados en Vaca

Muerta. Esta actividad impulsó nuestra producción hasta 85.3 Mboe/d durante el cuarto trimestre de 2024. Nuestras reservas probadas certificadas, al 31 de diciembre de 2024, incrementaron a 375.2 MMboe.

Rendimiento operativo líder.

Creemos que la productividad de nuestros pozos refleja la calidad de nuestro acreage en Vaca Muerta y nuestras capacidades operativas, en línea con los más altos estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2024, la producción acumulada del pozo promedio de Vista tras 720 días de producción por los pozos en los *pads* BPO-1 a BPO-14) estaba un 6% por encima de nuestra curva tipo de Bajada del Palo Oeste. Este rendimiento pone nuestros pozos entre los mejores de Vaca Muerta. Adicionalmente, la dilución de costos fijos a medida que se incrementa la producción y nuestra estructura de costos reajustada tras la decisión de enfocarnos en el petróleo *shale* llevaron a una reducción en los costos operativos unitarios desde US\$13.9/boe en 2018 a US\$4.6/boe en 2024.

Balance y resultados financieros sólidos.

Basado en un análisis de *benchmarking* frente a pares en los sectores de energía *shale* en Argentina, América Latina, y Estados Unidos, creemos que somos una empresa con bajos niveles de apalancamiento, altos márgenes de EBITDA ajustado y un elevado ROACE. El efectivo y los equivalentes de efectivo a finales de 2024 eran de US\$764.3 millones. Durante el año 2024, la ganancia neta para el año fue de US\$477.5 millones. El EBITDA ajustado para 2024 fue de US\$1,092.4 millones resultando en un margen de EBITDA ajustado de 65%. Adicionalmente, el *ratio* de apalancamiento neto al 31 de diciembre de 2024 fue de 0.63x veces el EBTIDA ajustado y el ROACE fue de 24% en 2024.

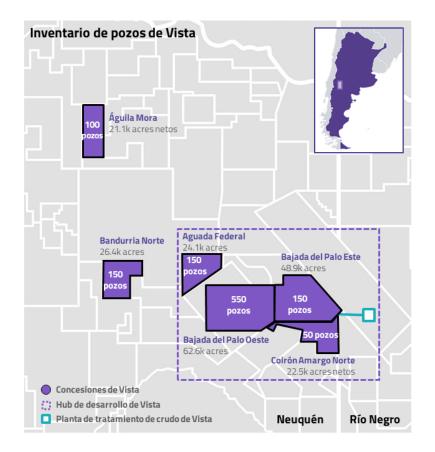
Cultura centrada en la sostenibilidad

Nosotros proponemos desarrollar nuestro negocio de una manera sostenible. Aspiramos a reducir nuestro alcance operativo de las emisiones GEI de alcance 1 y 2 por más de 80% a 7 kgCO2e/boe en 2026, en comparación con 39 kgCO2e/boe en 2020. Durante 2024, redujimos la intensidad de las emisiones de GEI de alcance 1 y 2 en un 44% año con año, de 15.6 kgCO2e/boe a 8.8 kgCO2e/boe. También estamos ejecutando un portafolio de proyectos SbN a través de nuestra subsidiaria Aike, en Argentina. Para 2026, esperamos haber generado suficientes créditos de carbono a través de nuestros proyectos SbN para compensar las emisiones residuales de nuestras operaciones, convirtiéndonos así en cero en emisiones de GEI de alcance 1 y 2.

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, de conformidad con la IOGP y IPIECA. En 2024, tuvimos una TRIR de 0.6, que se situó por debajo de 1.0 por quinto año consecutivo. Además, durante 2024 no tuvimos incidentes mayores relacionados con derrames de petróleo. Para más información sobre asuntos ASG, consulte la Sección "Panorama General - Asuntos ASG"

Nuestra operación

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras concesiones en Argentina, a la fecha de este Reporte Anual (1):



(1) La concesión de Acambuco y los activos transferidos a Aconcagua (efectivo el 1° de marzo de 2023), no se muestran en este mapa.

Al 31 de diciembre de 2024, nuestra cartera de activos incluyó seis bloques operados en Vaca Muerta, (con una superficie neta de aproximadamente 205,600 acres de petróleo de *shale*), un bloque convencional operado en México, y un bloque convencional sin operar en Argentina. Adicionalmente el 1 de marzo de 2023, Vista transfirió la operación de seis bloques convencionales a Aconcagua. Véase la sección *"Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta*".

Durante 2024, nuestra producción diaria promedio fue de 69.7 Mboe/d. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024 nuestras reservas probadas totales eran de 375.2 MMboe, de las cuales el 86% consistieron en petróleo y el 97% se encontraban en Argentina. Durante el cuarto trimestre de 2024, nuestra producción total fue de 85.3 Mboe/d y nuestra producción de petróleo fue de 80.1 Mboe/d. Fuimos el tercer mayor productor de *shale* en Argentina, y el segundo mayor productor de *shale* en Vaca Muerta, según la SdE.

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 2024:

Bloque	Acres brutos	Acres netos	Participación	Operador	Reservas netas probadas al 31 de dic. de 2024 (MMboe)	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de dic. de 2024 (Mboe/d)	Expiración de la concesión
Argentina							
Cuenca Neuquina			4.000				
Bajada del Palo Oeste	62,641	62,641	100%	Vista	242.26	52.8	2053
Bajada del Palo Este	48,853	48,853	100%	Vista	73.37	6.4	2053
Aguada Federal	24,058	24,058	100%	Vista	45.09	4.8	2050
Águila MoraBandurria Norte	23,475 26,404	21,128 26,404	90% 100%	Vista Vista	0.52	0.9 0.0	2054 2050
Entre Lomas Río Negro	83,349	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	1.97	1.7	2036
Jagüel de los Machos	48,359	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.76	1.0	2035
25 de Mayo-Medanito SE	32,247	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.62	0.8	2036
Entre Lomas Neuquén	99,665	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.23	0.5	2026
Charco del Palenque	47,963	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.10	-	2034
Jarilla Quemada (1)	47,617	_ (2)	_ (2)	Aconcagua	0.03	0.1	2040
Coirón Amargo Norte	26,598	22,508	84.6%	Vista	_	0.1	2037
Cuenca Noroeste							
Acambuco	293,747	4,406	1.5%	Pan American	0.52	0.1	2036/2040
Mexico							
CS-01	14,332	14,332	100%	Vista	9.75	0.6	2047

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

Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta

El 23 de febrero de 2023, Vista anunció la Operación de Activos Convencionales entre Vista Argentina y Aconcagua para incrementar el foco en sus operaciones de petróleo *shale* en Vaca Muerta y reforzar la rentabilidad para los accionistas.

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

- (i) Aconcagua se convirtió en el operador de las siguientes concesiones de explotación en la Cuenca Neuquina, ubicada en Argentina: Entre Lomas, ubicada en la Provincia del Neuquén, y Entre Lomas, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito, ubicadas en la Provincia de Río Negro ("Concesiones de Explotación OAC"). 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 ("Concesiones de Transporte OAC"); y, conjuntamente con las Concesiones de Explotación OAC, las "Concesiones OAC");
- (ii) Aconcagua pagó a Vista Argentina US\$26.47 millones en efectivo (US\$10.00 millones pagados el 15 de febrero de 2023, US\$10.73 millones pagados el 1 de marzo de 2024, US\$5.73 millones pagados el 28 de febrero de 2025);

⁽²⁾ Los activos transferidos a Aconcagua, efectiva al 1° de marzo de 2023. Véase la sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta".

- 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 OAC (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 OAC;
- (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 OAC;
- (v) Vista Argentina tiene el derecho a comprar a Aconcagua hasta el 60% de la participación de Aconcagua en el gas natural producido por las Concesiones de Explotación CAT 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 OAC, incluyendo un pago inicial y un compromiso de inversión, de acuerdo con los términos establecidos en la normativa aplicable en Argentina; Vista Argentina retiene el derecho a explorar y desarrollar la formación Vaca Muerta en las Concesiones de Explotación OAC, y asimismo obtener una o más concesiones no convencionales independientes y separadas para desarrollar dichos recursos;
- (vii) 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 OAC (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); y
- (viii) 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 OAC serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales.

La concesión de transporte de petróleo crudo Entre Lomas, que incluye una planta de tratamiento de petróleo ubicada geográficamente en la concesión Entre Lomas Río Negro, y un valor neto contable de US\$20 al 31 de diciembre de 2022, fue excluida de la Operación de Activos Convencionales.

En diciembre de 2024, Vista Argentina y Aconcagua firmaron una modificación a los términos de la Operación de Activos Convencionales, vigente a partir del 1 de octubre de 2024, que incluía la transferencia de la propiedad del 60% de la participación del gas natural producido por las Concesiones de Explotación CAT de Aconcagua a Vista Argentina. Según el contrato original, esta participación en la producción de gas natural estaba en manos de Aconcagua y se vendió a Vista a un precio fijo de US\$1 por millón de Btu. Como resultado de la modificación, a partir del 1 de octubre de 2024, Vista Argentina retiene (a) el 40% de la producción y las reservas de petróleo crudo y (b) el 100% de la producción y las reservas de gas natural, gas licuado de petróleo, gasolina y condensado, en ambos casos con respecto a las Concesiones de Explotación CAT.

Proyecto Vaca Muerta Sur

El 16 de diciembre de 2024, Vista Argentina anunció su participación como accionista en VMOS S.A. ("VMOS"), junto con YPF, Pampa Energía S.A. y Pan American Sur S.A., en relación con el

Proyecto Vaca Muerta Sur. Entre el 20 de diciembre de 2024 y el 7 de marzo de 2025, Pluspetrol S.A., Chevron (a través de dos subsidiarias), Shell (a través de dos subsidiarias) y Gas y Petróleo del Neuquén S.A., también confirmaron su participación como accionistas en VMOS (conjuntamente con las entidades antes mencionadas, los "Accionistas de VMOS").

El 13 de diciembre de 2024, Vista Argentina, YPF, Pampa Energía S.A. y Pan American Sur S.A. aprobaron por unanimidad la construcción del oleoducto de exportación de petróleo crudo de Vaca Muerta Sur ("<u>Proyecto VMOS</u>"). Se espera que el Proyecto VMOS tenga una extensión aproximada de 437 kilómetros, e incluirá una terminal de carga y descarga con monoboyas interconectadas, así como un tanque y un patio de almacenamiento.

Se espera que el Proyecto VMOS tenga una capacidad de transporte inicial de hasta 550,000 bbl/d durante las operaciones comerciales, con la posibilidad de ampliarse a 700,000 bbl/d si fuera necesario ("Ampliación del Proyecto VMOS"). Según el calendario de construcción actual, se espera que las operaciones comerciales comiencen en la segunda mitad de 2027. Los Accionistas de VMOS han comprometido un volumen total de aproximadamente 450,000 bbl/d de capacidad.

La inversión total estimada necesaria para el Proyecto VMOS es de aproximadamente US\$3,000 millones, que se espera financiar mediante aportaciones de capital de los Accionistas de VMOS, así como financiamientos por parte de terceros, que VMOS garantizará durante 2025.

Vista Argentina tiene una participación minoritaria en el capital de VMOS y ha asegurado una capacidad firme de transporte, almacenamiento y despacho en el Proyecto VMOS de 50,000 bbl/d, con la opción de aumentar su capacidad de distribución en caso de que se amplíe el Proyecto VMOS.

VMOS tiene la intención de desarrollar el Proyecto VMOS en el marco del Régimen de Incentivos a Grandes Inversiones ("RIGI"), de conformidad con las disposiciones de la Ley de Bases, el Decreto No. 794/2024, y otras normativas argentinas aplicables. El 20 de marzo de 2025, el Proyecto VMOS fue aprobado en el marco del RIGI y, por ende, clasificado como un "proyecto estratégico de exportación a largo plazo".

Además, el 13 de diciembre de 2024, Vista Argentina celebró un firme acuerdo de transporte de petróleo crudo con VMOS en virtud de lo dispuesto en el Decreto No. 115/2019, que establece los términos y condiciones para el transporte, almacenamiento y envío de petróleo crudo.

Principales subsidiarias

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", con oficinas en Buenos Aires y Neuquén. Al 31 de diciembre de 2024, Vista Argentina tenía participaciones en las siguientes concesiones (i) el 100% de las concesiones de explotación no convencional de Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo.

Este ubicadas en la Provincia del Neuquén; (ii) el 84.62% en los derechos de operación de la concesión de explotación Coirón Amargo Norte, ubicada en la Provincia del Neuquén; (iii) el 50% de los derechos de operación en las concesiones no convencionales de explotación en Aguada Federal y Bandurria Norte, ubicadas en la Provincia del Neuquén; (iv) el 90% de los derechos de operación en la concesión de explotación no convencional en 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,

operada por Pan American Energy. LLC (Sucursal Argentina) Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, Vista Argentina transfirió las operaciones de seis activos convencionales en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2023. Véase la sección "Nuestra operación – Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta" del presente Reporte Anual. Al 31 de diciembre de 2024, Vista Argentina tenía 488 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. Al 31 de diciembre de 2024, era titular de una participación accionaria del 100% en Vista Argentina y una participación indirecta del 100% en AFBN, S.R.L., Aluvional S.A. y en Aleph Midstream Al 31 de diciembre de 2024, Vista Holding I, no tenía empleados.

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 2024, Vista Holding II tenía 14 empleados.

AFBN, S.R.L.

AFBN, S.R.L. (antes ConocoPhillips Argentina Ventures S.R.L.) ("AFBN") 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. Al 31 de diciembre de 2024, tenía una participación sin operación del 50% en las concesiones no convencionales de Aguada Federal y Bandurria Norte, ambas en la Cuenca Neuquina. Al 31 de diciembre de 2024, AFBN no tenía empleados directos. Vista Holding I tiene una participación directa del 4.31% en AFBN. La participación restante es propiedad de Vista Argentina con el 14.80% y Vista Holding VII S.A.RL. con el 80.89%, la cual es una empresa completamente propiedad del grupo. A la fecha del presente Reporte Anual, AFBN se encuentra en proceso de fusión con nuestra subsidiara Vista Argentina. El Acuerdo Preliminar establece el 1 de enero de 2025, como fecha efectiva de la Fusión. Para mayor información en relación con la fusión de AFBN con Vista Argentina, véase la sección más adelante de "Eventos significativos del 2024 - Reorganización Corporativa".

Aleph Midstream S.A.

Aleph Midstream S.A. ("Aleph Midstream") es una compañía constituida y existente conforme a las leyes de Argentina que comenzó operaciones en agosto de 2019 como jugador enfocado en proveer servicios de recolección, procesamiento y servicios *midstream* para la producción de petróleo y gas en la Cuenca Neuquina. Al 31 de diciembre de 2024, Aleph Midstream no tenía empleados directos. Al 31 de diciembre de 2024, Vista Holding I tenía una participación directa del 100% en Aleph Midstream A la fecha del presente Reporte Anual, Aleph Midstream está en proceso de ser fusionada en Vista Argentina. El

Acuerdo Preliminar establece el 1 de enero de 2025, como fecha efectiva de la Fusión. Para mayor información en relación con la fusión de Aleph Midstream con Vista Argentina, véase la sección más adelante de "Eventos significativos del 2024 - Reorganización Corporativa".

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 silícea, todas ellas ubicadas en la provincia de Río Negro, y ciertos activos adicionales en la Provincia de Neuquén. Vista Holding I tiene una participación directa del 95% en Aluvional S.A. El 5% restante es propiedad de Vista Argentina. Al 31 de diciembre de 2024, Aluvional S.A. tenía 16 empleados.

Argentina

Panorama general

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, nuestra producción se concentró en la Cuenca Neuquina, principalmente en nuestro centro de desarrollo en Vaca Muerta.

Tenemos aproximadamente 205,600 acres netos ubicados en la formación de petróleo *shale* Vaca Muerta en seis concesiones: Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Águila Mora, Aguada Federal, Bandurria Norte y Corión Amargo Norte. Operamos el 100% de la superficie *shale* neto. Al 31 de diciembre de 2024, habíamos conectado 117 pozos de petróleo *shale* en la formación Vaca Muerta en la Bajada del Palo Oeste17 pozos en Bajada del Palo Este, 13 pozos en Aguada Federal, y dos pozos en Águila Mora. Esto implicó que nuestra producción de *shale* subiera a 64.1 Mboe/d durante 2024, del 43.3 Mboe/d en 2023, impulsada por el buen rendimiento de los pozos individuales.

Contamos con un importante inventario de aproximadamente 1,150 listas para perforación, de ciclo corto de inversión, ubicaciones de perforación dirigidas a la formación de Vaca Muerta dentro de nuestras principales zonas de desarrollo, lo que nos proporciona más de quince años de inventario de perforación al ritmo de perforación actual. Nuestro inventario de perforaciones se encuentra actualmente en los bloques de Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Aguada Federal, Bandurria Norte, Águila Mora y Corión Amargo Norte. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario de pozos realizando pozos piloto en horizontes de navegación adicionales dentro de la formación Vaca Muerta. Véase sección "Actividades de Perforación".

Al 31 de diciembre de 2024, también éramos propietarios de participaciones en activos convencionales no operados en la cuenca del Noroeste. Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, transferimos las operaciones de seis activos convencionales en la cuenca Neuquina, a partir del 1 de marzo de 2023. Véase la sección "*Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta*" del presente Reporte Anual.

Al 31 de diciembre de 2024, nuestras reservas probadas totales en Argentina eran de 365.5 MMboe, de las cuales el 86% eran reservas de petróleo. Nuestra producción diaria promedio para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de 69.0 Mboe/d, de los cuales el 86.6% fue petróleo crudo, el 12.9% gas natural y el 0.4% restante fue NGL. Hemos reducido nuestro costo de operativo promedio de US\$5.1 por boe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 a US\$4.6 por boe para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

Producción de petróleo crudo y producción de gas natural en Argentina.

El cuadro siguiente muestra la producción de petróleo, gas y neta media NGL en los periodos que terminan el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

	Producción neta promedio de petróleo				Producción neta promedio de gas			Producción neta promedio de NGL		
	(Mbbl/d) ⁽¹⁾			(MMm³/d) ⁽¹⁾			(Mboe/d) ⁽¹⁾			
Bloque	2024	2023	2022	2024	2023	2022	2024	2023	2022	
Cuenca Neuquina										
Bajada del Palo Oeste	46.1	28.7	26.4	1.05	0.80	0.79	0.05	0.03	-	
Bajada del Palo Este	6.0	4.4	2.5	0.06	0.06	0.06	0.02	0.05	0.03	
Aguada Federal	4.3	2.3	1.2	0.08	0.05	0.03	0.01	0.00	-	
Águila Mora	0.7	1.2	-	0.04	0.02	-	-	-	-	
Bandurria Norte	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	
Entre Lomas Río Negro (3)	0.9	1.1	2.4	0.9	0.08	0.12	0.20	0.27	0.36	
Jagüel de los Machos (3)	0.7	1.0	2.2	0.05	0.05	0.11	-	-	-	
25 de Mayo-Medanito SE (3)	0.7	1.0	2.3	0.01	0.01	0.03	-	-	-	
Entre Lomas Neuquén (3)	0.4	0.4	1.0	0.01	0.02	0.08	0.02	0.06	0.05	
Jarilla Quemada ^{(2) (3)}	0.1	0.1	0.2	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	
Coirón Amargo Norte	0.1	0.2	0.2	0.00	0.00	0.00	-	-	-	
Charco del Palenque ^{(2) (3)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Noroeste										
Acambuco	0.0	0.0	0.0	0.01	0.02	0.02	-	-	-	

⁽¹⁾ 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 NGL se compone de la producción de propano y butano (GLP) y excluye la gasolina natural.

Concesiones

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 provincial de 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.

A la fecha de este Reporte Anual, tenemos participaciones sobre las siguientes concesiones de petróleo y gas en Argentina:

Bajada del Palo Oeste

Bajada del Palo Oeste tiene una extensión de 62,641 acres brutos con exposición a la formación de shale en los acres de Vaca Muerta. Nuestro inventario actual para perforación con la formación Vaca Muerta

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

⁽³⁾ Los activos transferidos a Aconcagua, efectiva al 1° de marzo de 2023. Véase la sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta".

como objetivo, que totaliza hasta 550 locaciones en esta concesión. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario de pozos realizando pilotos en horizontes de navegación adicionales dentro de la formación Vaca Muerta.

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 2024 este bloque tenía reservas de 240.7 MMboe reservas de shale y 1.5 MMboe convencionales, y reportó una producción de 52.8 Mboe/d (de los cuales el 87% consistió en petróleo) en lo que respecta al año terminado el 31 de diciembre de 2024. 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 2024, cumplimos 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.

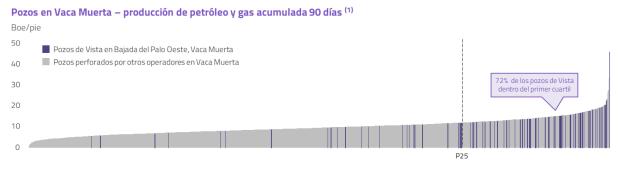
Durante el año 2024, completamos y conectamos nueve pads (BPO-22 a BPO-30), añadiendo 34 pozos de petróleo shale y llevando la cantidad de pozos productores en Bajada del Palo Oeste a 117 al final del año 2024. La producción total de shale en 2024 aumentó a 64.1 Mboe/d, de los cuales 52.2 Mboe/d corresponden a la producción shale de Bajada del Palo Oeste.

Creemos que la productividad de nuestros pozos demuestra la calidad de nuestra superficie de Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2024, la producción acumulada de nuestro pozo promedio después de 720 días en producción (representado por los pozos en pads BPO-1 a BPO-14) estaba rindiendo un 6% por encima de la curva tipo de Bajada del Palo Oeste.

PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO (1) Mboe 568 543 366 365 90 días 1 año 2 años Curva tipo BPO Pozo promedio Vista (2)

- (1) Normalizado a un pozo estándar de 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura Producción promedio acumulada normalizada de los pozos en pads BPO-1 al BPO-30 para 90 días, pads BPO-1 al BPO-21 para un año, y pads BPO-1 al BPO-15 para dos años. Excluye el piloto de desarrollo en cubos en los pads BPO-16 y **BPO-17**

Además, el rendimiento de nuestros primeros 90 pozos durante los primeros 90 días de producción acumulada se compara favorablemente con los pozos petrolíferos horizontales perforados en Vaca Muerta y conectados desde el 2012, como se muestra en las tablas de abajo. Creemos que esto refleja la calidad de nuestro acreage y nuestro rendimiento operativo líder entre nuestro sector.



(1) Incluye un total de 1,055 pozos de Vaca Muerta y los primeros 90 pozos de Vista (pads BPO-1 a BPO-23). Pozos de petróleo horizontales desde 2012. Fuente: Secretaría de Energía. base de daos Capítulo IV

El 28 de junio de 2021, Vista Argentina suscribió un acuerdo de inversión conjunta para el desarrollo conjunto de cinco *pads*, cada uno consistente en cuatro pozos en Bajada del Palo Oeste, vigente el 1 de julio de 2021 (el "Contrato de *Farm-Out I*"). Bajo el Contrato de *Farm-Out I*, Trafigura tiene los derechos del 20% de la producción de hidrocarburos y la obligación de cubrir a su cargo el 20% del costo de inversión, regalías e impuestos directos. A su vez, Trafigura pagó a Vista Argentina un total de US\$25,000,000 en plazos y una comisión por varios costos. Vista Argentina retiene el 80% de los derechos de la producción de hidrocarburos, y asume el 80% de los costos asociados. Trafigura también tuvo opción de participar en hasta 2 *pads* adicionales bajo términos similares. A la fecha del presente Reporte Anual, han sido completados siete *pads* con 28 pozos conforme al Contrato de *Farm-Out I*.

El 11 de octubre de 2022, Vista Argentina suscribió otro acuerdo similar de inversión conjunta con Trafigura para el desarrollo de tres *pads* adicionales en Bajada del Palo Oeste, vigente a partir de 1 de octubre de 2022 ("Contrato de Farm-Out II", y conjuntamente con el Contrato Farm-out I, los "Contratos de Farm-Out"). Bajo el Contrato de Farm-Out II, Trafigura tiene los derechos sobre el 25% de la producción de hidrocarburos y la obligación de cubrir el 25% del costo de inversión, y costos relacionados, regalías e impuestos directos. A su vez, Trafigura de igual manera acordó en pagar a Vista Argentina US\$1,700,00 por cada pozo conectado y comisiones adicionales basadas en la producción y mejoras en el precio del petróleo crudo. Vista retiene el 75% de los derechos de producción, y asume el 75% de los costos. El Contrato de Farm-Out II, de igual manera amplió un contrato de compraventa de petróleo crudo con Trafigura. A la fecha de este Reporte Anual, tres *pads* con 12 pozos han sido completados, bajo el Contrato de *Farm-Out II*.

El 16 de diciembre de 2024, Vista Argentina acordó en asumir la cesión de la participación de Trafigura en los Contratos de *Farm-Out*, efectivo a partir del 1 de enero de 2025. Como resultado de lo anterior, a la fecha del presente Reporte Anual, Vista Argentina tiene derechos sobre el 100% de la producción de los pads en términos del Contrato Trafigura. Véase la sección "*Eventos significativos del 2024 – Contratos Farm-Out*".

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

Al 31 de diciembre de 2024, habíamos conectado 17 pozos de petróleo *shale* en este bloque. Este bloque tenía reservas *shale* de 73.2 MMboe y 0.2 MMboe de reservas convencionales al 31 de diciembre

de 2024. La producción del bloque fue de 6.4 MMboe (94% de petróleo) durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

El 20 de diciembre de 2018 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, durante el cual Vista se comprometió a (i) perforar cinco pozos nuevos horizontales, y (ii) construir instalaciones de superficie, por una inversión total de aproximadamente US\$51.9 millones. Al 31 de diciembre de 2024, no tenemos compromisos pendientes en este bloque.

Aguada Federal

Aguada Federal es una concesión de explotación no convencional en la Cuenca Neuquina ubicada en la Provincia del Neuquén, que abarca aproximadamente 24,058 acres brutos. El 16 de septiembre de 2021, adquirimos una participación no operada del 50% en Aguada Federal de ConocoPhillips Petroleum Holdings B.V. ("ConocoPhillips"). El 17 de enero de 2022, adquirimos una participación no operada del 50% adicional 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.

Al 31 de diciembre de 2024, hemos atado a 13 pozos *shale* en el bloque. El bloque tenía reservas probadas de 45.1 MMboe al 31 de diciembre de 2024, y una producción de 4.8 Mboe/d (72% petróleo) por el año terminado el 31 de diciembre de 2024. Estimamos que hay hasta 150 nuevas localizaciones de pozos a perforar en este bloque. La concesión expira el día 20 de diciembre de 2050. A la fecha de este Reporte Anual, no tenemos compromisos pendientes en este bloque.

Águila Mora

Somos el operador y titular de un 90% de participación en la asociación en participación no constituida con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("G&P") (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 del Neuquén, la cual abarca aproximadamente 23,475 acres brutos. El bloque tenía unas reservas probadas de 0.5 MMboe al 31 de diciembre de 2024, y una producción de 0.9 Mboe/d (72% de petróleo) para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024. Estimamos que existen más de 100 pozos nuevos a perforar.

El 29 de noviembre de 2019, la Provincia de Neuquén emitió el Decreto No. 2597 en virtud del cual se otorgó a G&P 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.

G&P es titular de los derechos mineros sobre Águila Mora. Vista (i) tiene una participación del 90% en una asociación en participación con G&P para la E&P 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 se comprometió a (i) reactivar la producción de tres pozos previamente perforados y terminados por el operador anterior, (ii) perforar dos pozos nuevos horizontales, y (iii) construir instalaciones de superficie, por una inversión total de aproximadamente US\$32.8 millones. A la fecha del presente Reporte Anual, no tenemos compromisos pendientes. La concesión vence el 28 de noviembre de 2055.

Bandurria Norte

Bandurria Norte es una concesión de explotación no convencional en la Cuenca Neuquina ubicada en la Provincia del Neuquén, que abarca aproximadamente 26,404 acres brutos. El 16 de septiembre de 2021, adquirimos un 50% de participación no operada en la concesión Bandurria Norte por parte de ConocoPhillips. 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. El bloque no tiene reservas probadas al 31 de diciembre de 2024, y reportó una producción de 0.01 Mboe/d (100% de petróleo) al 31 de diciembre de 2024. 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 localizaciones nuevas de pozos por perforar en este bloque. La concesión expira en 2050. A la fecha del presente Reporte Anual, no tenemos compromisos pendientes en este bloque.

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 2023 este bloque no tiene Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2024, y tiene una producción de 0.1 Mboe/d (84% de petróleo). La concesión vence el día 22 de febrero de 2037. No tenemos compromisos de capital pendientes.

Dado la alta productividad de los resultados de nuestro piloto en Bajada del Palo Este, hemos añadido 50 pozos nuevos al inventario de perforación en Coirón Amargo Norte.

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 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 2023, este bloque tiene reservas probadas netas de 0.5 MMboe y, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, reportó una producción neta de 0.1 Mboe/d (31% de 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.

Concesiones de Explotación OAC

Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, efectiva a partir del 1 de marzo de 2023, Aconcagua se convirtió en el operador de las siguientes concesiones en la cuenca Neuquina, en Argentina: Entre Lomas Neuquén, ubicada en la Provincia del Neuquén, y Entre Lomas Río Negro, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE, cada una ubicada en la Provincia de Río Negro. Vista sigue siendo el titular de la concesión hasta la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027, cuando las Concesiones de Explotación OAC serán transferidas a Aconcagua, sujeto a las aprobaciones provinciales. Véase la sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta" del presente Reporte Anual.

El 6 de diciembre de 2024, a través del Decreto No. 491/2024, la Provincia de Río Negro aprobó una prórroga por 10 años a favor de Vista Argentina para sus concesiones de explotación convencional no

operadas en las siguientes áreas: (i) Entre Lomas y 25 de Mayo-Medanito SE, junto con sus concesiones de transporte asociadas, cada una prorrogadas hasta 2036, y (ii) Jagüel de los Machos, prorrogada hasta 2035. En relación con la ampliación de estas concesiones, la Compañía asumió compromisos de inversión adicionales, como se describe a continuación.

A la fecha de este Reporte Anual, la Compañía tenía los siguientes compromisos pendientes, incluidos los asumidos en virtud de los términos de las prórrogas de concesión antes mencionadas. En Entre Lomas Río Negro, la Compañía está comprometida a perforar y completar cuatro pozos de desarrollo con un costo estimado de US\$10.5 millones, realizar inversiones de capital en 21 obras de reacondicionamiento de pozos y abandonar dos pozos por un costo estimado de US\$7.0 millones; y ajustar las instalaciones nuevas y existentes por un costo estimado de US\$3.1 millones. En 25 de Mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos Río Negro, la Compañía se ha comprometido a perforar y terminar cinco pozos de desarrollo con un costo estimado de US\$7.7 millones, realizar inversiones de capital en 23 obras de reacondicionamiento de pozos y abandonar 19 pozos por un costo estimado de US\$10.0 millones, y ajustar las instalaciones nuevas y existentes por un costo estimado de US\$1.4 millones. De acuerdo con el Contrato de Operación de Activos Convencionales, Aconcagua asumirá todos los compromisos de inversión, así como los costos, impuestos y regalías relacionados con las Concesiones de Explotación OAC.

Vista se reserva el derecho de explorar y desarrollar la formación de Vaca Muerta en las Concesiones de Explotación OAC y buscar obtener una o más concesiones no convencionales independientes y separadas para desarrollar dichos recursos.

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 "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina".

México

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 14,332 acres brutos ubicados en Tabasco. Al 31 de diciembre de 2024, el bloque tenía reservas probadas de 9.8 MMboe. Durante 2024, el promedio de producción de CS-01 fue de 0.6 Mboe/d (97% de petróleo). Este contrato de licencia finaliza en 2047. A la fecha de este Reporte Anual, no tenemos compromisos de inversión pendientes.

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 2024 en el Reporte de Reservas 2024 preparado por D&M. El Reporte de Reservas 2024 se incluye como Anexo "B" al presente Reporte Anual.

D&M es un consultor independiente en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas 2024 se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2024 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Aguada Federal, Águila Mora, Bandurria Norte, Coirón Amargo Norte, Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas

Neuquén, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito SE, y Acambuco, 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 iniciará 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 2024 y 2023, 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 anterior 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 GasAr. 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 de Vista en Argentina y México al 31 de diciembre de 2024. 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 de gas natural ⁽²⁾ (MMboe)	Consumo más ventas de gas natural ⁽²⁾ (Bcf)	Reservas totales probadas (MMboe)	% de petróleo
Probadas desarrolladas en participación	109.1	20.1	113.0	129.2	84
Argentina	107.0	19.4	109.0	126.4	85
México	2.1	0.7	4.0	2.8	74
Probadas no desarrolladas en	213.5	32.5	182.6	246.0	87
participación					
Argentina	208.2	30.9	173.2	239.1	87
México	5.3	1.7	9.4	6.9	76
Total Probadas en participación	322.6	52.7	295.7	375.2	86
Argentina	315.2	50.3	282.3	365.5	86
México	7.4	2.4	13.4	9.8	76

.

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 2024, respectivamente.
- (2) El consumo de gas natural representó el 9% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2023 y el 12% al 31 de diciembre de 2024.

Al 31 de diciembre de 2024, las reservas probadas de petróleo y gas de los activos que tenemos (tanto desarrolladas como no desarrolladas) ascendían a un total de 375.2 MMboe (compuestas por 322.6 MMbbl de petróleo condensado y NGL, y 295.7 Bncf o 52.7 MMboe de gas). Las reservas probadas no desarrolladas totales de petróleo crudo, condensado y NGL representaban el 57% de las reservas probadas totales.

Total Brohadas No Decerrolladas

Total Brobadas

Total Brobadas Deservalladas

	Total Probadas Desarrolladas			Total Probadas No Desarrolladas				Total Probadas				
	Petróleo crudo condensado NGL ⁽¹⁾	Consun ventas natur	de gas	Total de reservas probadas y desarrolladas de petróleo y gas	Petróleo crudo condensado NGL ⁽¹⁾			Total de reservas probadas y no desarrolladas de petróleo y gas	Petróleo crudo condensado NGL ⁽¹⁾	Consun ventas natu	de gas	Total de reservas probadas de petróleo y gas
	(MMbbl)	(MMboe)	(Bcf)	(MMboe)	(MMbbl)	(MMboe)	(Bcf)	(MMboe)	(MMbbl)	(MMboe)	(Bcf)	(MMboe)
Argentina:												
Bajada del Palo Oeste	80.8	14.3	80.3	95.1	125.9	21.3	119.8	147.2	206.6	35.6	200.1	242.3
Bajada del Palo Este	17.2	1.7	9.7	18.9	50.3	4.1	23.2	54.4	67.5	5.8	32.8	73.4
Charco del Palenque	0.1	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	0.1
Coirón Amargo Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Entre Lomas Rio Negro	0.7	1.2	6.9	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.2	6.9	2.0
Entre Lomas Neuquén	0.1	0.1	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.6	0.2
Jagüel de los Machos	0.4	0.3	1.8	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.3	1.8	0.8
Jarilla Quemada	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0
25 de Mayo-Medanito	0.5	0.1	0.7	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.1	0.7	0.6
Acambuco	0.1	0.5	2.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	2.6	0.5
Aguada Federal	6.7	1.0	5.4	7.6	32.0	5.4	30.3	37.4	38.7	6.4	35.7	45.1
Águila Mora	0.4	0.1	0.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.1	0.6	0.5
Bandurria Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Argentina Subtotal	107.0	19.4	109.0	126.4	208.2	30.9	173.2	239.1	315.2	50.3	282.3	365.5
México:												
CS-01	2.1	0.7	4.0	2.8	5.3	1.7	9.4	6.9	7.4	2.4	13.4	9.8
México Subtotal	2.1	0.7	4.0	2.8	5.3	1.7	9.4	6.9	7.4	2.4	13.4	9.8
Total	109.1	20.1	113.0	129.2	213.5	32.5	182.6	246.0	322.6	52.7	295.7	375.2

⁽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 2024.

⁽²⁾ El consumo de gas natural representó el 9% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2023 y el 12% al 31 de diciembre de 2024.

Cambios en nuestras reservas probadas no desarrolladas durante 2024

A 31 de diciembre de 2024, teníamos un volumen estimado de reservas probadas no desarrolladas de 246.0 MMboe. Esto se compara con un estimado de las reservas probadas no desarrolladas de 229.7 MMboe a 31 de diciembre de 2023. El aumento total de 16.3 MMboe (+16.6 MMbbl de petróleo crudo condensado y NGL y +2.09 Bcf de gas natural) en reservas probadas no desarrolladas durante 2024 fue atribuible a:

Argentina:

- Un incremento de 53.16 MMboe (+48.04 de petróleo crudo, condensado y NGL y +28.75 Bcf de gas natural) debido a ampliaciones y descubrimientos, principalmente relacionados con la actividad de perforación dirigida a la formación Vaca Muerta en: (a) la concesión de Aguada Federal (+4.11 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL, y +3.48 Bcf de gas natural); (b) la concesión Bajada del Palo Este (+24.9 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y +12.55 Bcf de gas natural) y (c) la concesión Bajada del Palo Oeste (+19.64 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL, y +12.72 Bcf de gas natural);
- Una disminución de 35.63 MMboe (-30.92 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y -26.47 Bcf de gas natural) debido a la conversión de reservas probadas no desarrolladas en reservas probadas desarrolladas como resultado de: (a) el éxito de perforación en la formación Vaca Muerta de 21 pozos (cinco pads) en Bajada del Palo Oeste (-24.99 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y -23.36 Bcf de gas natural); (b) la satisfactoria perforación de cinco pozos (dos pads) en Bajada del Palo Este (-5.61 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y -2.82 Bcf de gas natural); y (c) la recategorización en Bajada del Palo Oeste (por ejemplo, los Contratos de Farm-Out) (-0.32 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y -0.29 Bcf de gas natural); y
- Una disminución de 0.69 MMboe (-0.28 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y -2.32 Bcf de gas natural) debido a revisiones a estimaciones anteriores relacionadas con: (a) cambios en el desarrollo del plan convencional de Bajada del Palo Este (-0.17 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y -0.44 Bcf de gas natural); (b) un ajuste en Aguada Federal debido a los últimos resultados de los pozos (-0.82 Bcf de gas natural); y (c) efectos combinados en otros bloques (-0.11 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y -1.06 Bcf de gas natural).

México:

 Una disminución de 0.58 MMboe (-0.22 MMbbl de petróleo crudo, condensado y NGL y -2.05 Bcf de gas natural) relacionado con la revisión de las estimaciones previas, debido al cambio en el, plan de reservas probadas no desarrolladas explicado por los últimos resultados de la campaña de perforación.

Durante 2024, invertimos US\$442.1 millones (correspondientes a actividades de perforación, terminación y conexión, y conexión de instalaciones de 26 nuevos pozos *shale*, brutos o netos, para convertir reservas probadas no desarrolladas en reservas probadas desarrolladas. Durante 2023, invertimos US\$200.9 millones (correspondientes a actividades de perforación, terminación y conexión de 16 pozos nuevos brutos *shale*, o 14 nuevos pozos netos *shale*) 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 2024 mediante actividades que se ejecutarán en los cinco años siguientes a la publicación inicial.

Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, cedimos la operación de seis de nuestros activos desarrollados en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2023. Para más información, ver sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta" 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, Matías Weissel, 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 E&P, y con experiencia en la prestación de servicios a campos petroleros. Véase sección "Administración y Gobierno Corporativo – Equipo Ejecutivo".

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 tecnología, 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 2024 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 2024, mismo que fue emitido el 27 de enero de 2025 y cubre las reservas al 31 de diciembre de 2024 de los activos que poseemos en Argentina y México. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la persona técnica de la empresa de ingeniería externa que supervisó 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, basándose 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 2024 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 2024, nuestro total de acres operados, 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.

_	Tota	al de acres	Total de desarro			e acres desarrollados
_	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	212,029	205,591	32,704	31,208	179,325	174,383
México	14,332	14,332	13,591	13,531	0,741	0,741

Las tablas muestran cantidades aproximadas.

Al 31 de diciembre de 2024, teníamos una participación no operada del 1.5% en Acambuco, que tenía 293,747 acres brutos, de los cuales 18,311 acres fueron desarrollados y 275,436 acres estuvieron sin desarrollar. Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, transferimos las operaciones de seis activos convencionales en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2023. Al 31 de diciembre de 2024, estos activos tenían una superficie bruta combinada de 359,200, de los cuales 70,178 acres fueron desarrollados y 289,022 acres estuvieron sin desarrollar. Para más información, ver sección "*Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta*" del presente Reporte Anual.

Pozos productivos

Al 31 de diciembre de 2024, éramos propietarios y operábamos 310 pozos productivos brutos, 300 pozos productivos netos y tres pozos inyectores. La siguiente tabla muestra nuestro total de pozos productivos operados bruto y neto en Argentina y México al 31 de diciembre de 2024. La tabla incluye el total de pozos productivos operados bruto y neto de nuestras subsidiarias. No perforamos ningún pozo de exploración durante el 2024.

	Petróleo		Ga	as	Total pozos	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	279	269	31	31	310	300
México	6	6	0	0	6	6

Las tablas muestran cantidades aproximadas.

Tenemos una participación en una concesión no operada del 1.5% en Acambuco. Al 31 de diciembre de 2024, Acambuco tenía un total de cinco pozos productivos (representando cinco pozos brutos y cero pozos netos para la Sociedad).

Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, cedimos la operación de seis de nuestros activos desarrollados en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2024. Al 31 de diciembre de 2023, estos activos tuvieron un total de 602 pozos productivos brutos. Para más información, ver sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta" del presente Reporte Anual.

Actividades actuales

La siguiente tabla muestra el número de pozos ubicados en Argentina y México, operados por Vista, que se encuentran en proceso de perforación o que estuvieron en proceso de terminación activa, así como el número de pozos suspendidos o pendientes de terminación al 31 de diciembre de 2024. Para más información sobre nuestras actividades actuales, véase la sección "Actividades de perforación" de este Reporte Anual.

	Pozos en proceso de perforación o terminación activa en Argentina	• •
Pozos de petróleo		
Bruto	28	0
Neto	28	0
Pozos de gas		
Bruto	0	0
Neto	0	0

Tenemos una participación no operada de 1.5% en Acambuco. Al 31 de diciembre de 2024, Acambuco tenía un total de cero pozos en proceso de perforación o en terminación activa. Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, transferimos las operaciones de seis activos convencionales en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2023. Al 31 de diciembre de 2024, estos activos contaban con un total de dos pozos de gas bruto en proceso de perforación o en terminación activa. Para más información, ver sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta" del presente Reporte Anual.

Producción

Las siguientes tablas muestra la información de los volúmenes de la producción de petróleo y gas natural en Argentina y México por los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 31 de diciembre 2023 y 31 de diciembre 2022.

			Producción de Petróleo Crudo (miles de barriles) (1)			Producción de Gas Natural (millones de pies cúbicos) (2)		
Bloque	Participación	Operador	2024	2023	2022	2024	2023	2022
Argentina						<u> </u>		
Cuenca Neuquina								
Bajada del Palo Oeste	100%	Vista	16,868.65	10,501.18	9,631.42	13,570.83	10,293.94	10,215.23
Bajada del Palo Este	_(4)	Vista	2,190.28	1,623.49	928.21	733.45	813.83	812.97
Aguada Federal	100%	Vista	1,565.54	1,673.56	899.48	1,067.97	1,233.63	662.04

Águila Mora	90%	Vista	238.50	428.01	_	520.39	287.27	_
Bandurria Norte	100%	Vista	2.48	_	_	_	_	_
Entre Lomas Río Negro	_(4)	Aconcagua (4)	320.97	500.42	990.52	1,199.41	1,065.73	1,483.85
Jagüel de los Machos	_(4)	Aconcagua (4)	248.79	352.14	811.20	635.16	594.19	1,407.85
25 de Mayo-Medanito SE	_(4)	Aconcagua (4)	256.49	373.90	829.10	126.67	166.53	414.39
Entre Lomas Neuquén	_(4)	Aconcagua (4)	131.68	170.82	374.04	132.00	200.85	1,035.63
Jarilla Quemada ⁽³⁾	_(4)	Aconcagua (4)	30.85	43.65	78.45	123.92	150.08	123.56
Coirón Amargo Norte	86.4%	Vista	25.39	60.57	77.10	27.43	14.55	15.73
Charco del Palenque ⁽³⁾	_(4)	Aconcagua (4)	_	_	_	_	_	_
Noroeste								
Acambuco	1.5%	Pan American	14.45	6.41	5.94	180.31	304.00	258.91
México								
CS-01	100%	Vista	218.76	227.40	167.19	35.03	77.03	31.39

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

Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, cedimos la operación seis de nuestros activos desarrollados en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2023. Para más información, ver sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta" del presente Reporte Anual.

Gastos de Capital

Al 31 de diciembre de 2024, invertimos US\$1,296.8 millones, los cuales US\$996.3 millones correspondieron a la actividad de perforación y terminación en Vaca Muerta, donde se completaron 50 pozos nuevos netos durante el año. Al 31 de diciembre de 2024, los gastos de capital en el desarrollo de instalaciones fueron de US\$228.28 millones, y los gastos de capital en estudios geológicos y geofísicos, tecnología informática y otros proyectos, fue de un total de US\$71.6 millones.

Al 31 de diciembre de 2023, invertimos US\$743.3 millones, los cuales US\$501.9 millones correspondieron a la actividad de perforación y terminación en Vaca Muerta, donde se completaron 31 pozos nuevos netos durante el año. Al 31 de diciembre de 2024, los gastos de capital en el desarrollo de instalaciones fueron de US\$168.7 millones, y los gastos de capital en estudios geológicos y geofísicos, tecnología informática y otros proyectos, fue de un total de US\$63.7 millones.

Al 31 de diciembre de 2022, invertimos US\$540 millones, los cuales US\$361.6 millones correspondieron a la actividad de perforación y terminación en Vaca Muerta, donde se completaron 26 nuevos pozos nuevos durante el año. Al 31 de diciembre de 2024, los gastos de capital en el desarrollo de instalaciones fueron de US\$12.5 millones, y los gastos de capital en estudios geológicos y geofísicos, tecnología informática y otros proyectos, fue de un total de US\$165.9 millones.

Actividades de perforación

A la fecha de este Reporte Anual nuestras actividades de perforación estaban concentradas en Argentina

⁽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⁾ Los activos transferidos a Aconcagua, efectiva al 1° de marzo de 2023. Véase la sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta".

Durante el año que finalizó el 31 de diciembre de 2024, como operadores, perforamos 50 pozos netos en Argentina y cero pozos netos en México y realizamos cero acondicionamientos. Todos estos pozos netos perforados y completados se dirigieron a formaciones petrolíferas y ningún pozo neto se dirigió a formaciones de gas.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, como operadores, perforamos 32 pozos netos en Argentina y seis pozos netos en México, y realizamos una reparación. Todos estos pozos netos perforados y completados se dirigieron a formaciones de petróleo y no se dirigieron pozos netos a formaciones de gas

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, como operadores, perforamos 26 pozos netos y realizamos cinco reparaciones. Entre los pozos perforados y completados, 24 pozos nuevos netos se dirigieron a formaciones de petróleo, mientras que dos pozos netos se dirigieron a formaciones de gas.

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

Por el año terminado el 31 de diciembre de	Pozos netos de desarrollo de petróleo - Productivos	Pozos netos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos netos de desarrollo de petróleo - Secos	Pozos netos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos netos de exploración - Productivos	Pozos netos de exploración - Secos	
2022	24	2	0	0	0	0	
2023	32	0	0	0	0	0	
2024	50	0	0	0	0	0	

			<u>México</u>			
Por el año terminado el 31 de diciembre de	Pozos netos de desarrollo de petróleo - Productivos	Pozos netos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos netos de desarrollo de petróleo - Secos	Pozos netos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos netos de exploración - Productivos	Pozos netos de exploración - Secos
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	6	0
2024	0	0	0	0	0	0

Tenemos una participación no operada de 1.5% en Acambuco. Al 31 de diciembre de 2024, no tuvimos participación en actividades de perforación o en terminación en Acambuco. Como resultado de la Operación de Activos Convencionales, transferimos las operaciones de seis activos convencionales en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2023. Al 31 de diciembre de 2024, estos activos contaban con un total de dos pozos de gas bruto en proceso de perforación o en terminación activa. Para más información, ver sección "Transacción para aumentar el enfoque en las operaciones de petróleo "shale" en Vaca Muerta" del presente Reporte Anual.

Modalidad de contratación "One Team Contracts"

Usamos un novedoso enfoque de contratación ("One Team Contracts") que tiene por objeto alinear los intereses económicos de Vista, y el de los contratistas clave, a través de un mecanismo basado en el

rendimiento de remuneraciones comerciales. 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 bajo el enfoque de los One Team Contracts. El programa de One Team Contracts cubre a los proveedores más importantes en nuestros desarrollos de petróleo *shale*: (i) "One Team" Perforación, del que son partes SLB y Nabors; y (ii) One Team Terminación, del que son partes SLB 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 de hidrocarbono actual. A la fecha del presente Reporte Anual, estas instalaciones de tratamiento existentes están compuestas por varios oleoductos y gasoductos, nueve tanques de baterías distribuidas en los bloques, dos plantas de tratamiento de petróleo, dos plantas de tratamiento de agua y seis estaciones de compresión de gas.

Toda la producción multifásica de Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Aguada Federal y Coirón Amargo Norte es recogido en baterías de separación primaria. El petróleo luego es transportado a través de oleoductos hasta la planta de tratamiento de Entre Lomas, la cual tiene una capacidad de procesamiento de 75,000 barriles por día, donde se trata para cumplir las especificaciones de venta. El petróleo para la venta es subsecuentemente transportado desde la planta de procesamiento de Entre Lomas al sistema de oleoducto Oldelval. En 2024, se puso en marcha una segunda planta de procesamiento de petróleo, con una capacidad de 15,000 barriles por día, fue puesta en marcha en Bajada del Palo Oeste. El petróleo para la venta de esta instalación se bombea al oleoducto de Vaca Muerta Norte, que conecta con Chile a través del oleoducto Trasandino.

El agua se trata en, y se bombea a pozos de evacuación desde, la planta de tratamiento de agua de Bajada del Palo (PIAS Borde Montuoso; capacidad de 25,000 bbl/d) y la planta de tratamiento de agua de Entre Lomas (capacidad de 80,000 bbl/d). La producción de gas de Bajada del Palo Oeste y la producción de shale de Bajada del Palo Este se comprime y deshidrata en cuatro estaciones de compresión.

El gas para su venta es inyectado al sistema TGS Vaca Muerta en Tratayen para su posterior tratamiento, y finalmente se inyecta a los sistemas de TGS o TGN. Parte de la producción de gas de Aguada Federal se envía a un sistema de recolección de baja presión en un bloque vecino. El gas posteriormente se trata y se comprime en los gasoductos de venta de TGS.

Durante el 2024, se instaló una nueva capacidad para la evacuación de alta presión de gas, lo que permite la integración de Aguada Federal con el sistema de evacuación de gas de Bajada del Palo Oeste. El gas de Coirón Amargo Norte se deshidrata y se inyecta dentro del 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.

La producción de Águila Mora se separa en el bloque. El gas se comprime, deshidrata e inyecta dentro un gasoducto en un bloque vecino, que inyecta al sistema TGS Vaca Muerta. El petróleo y el agua producidos en Águila Mora se transportan en camiones a una batería de tanques en Bajada del Palo Oeste, donde los fluidos se incorporan dentro de los sistemas descritos anteriormente.

Como resultado de la Operación de Activos Convencionales con Aconcagua, el complejo gasífero de la Central de Producción de Entre Lomas es ahora operado por Aconcagua. Vista Argentina y Aconcagua

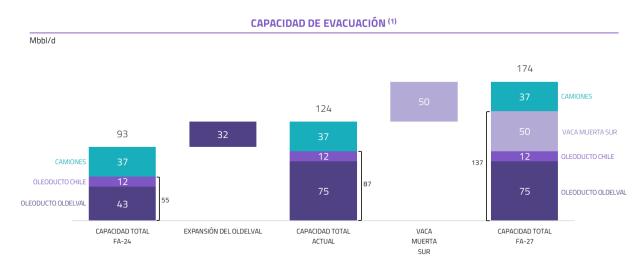
han firmado dos contratos, en virtud de los cuales (i) Aconcagua tratará y despachará el gas natural correspondiente a Vista Argentina inyectándolo en la Planta de Producción Central Entre Lomas, y (ii) Vista Argentina tratará y transportará el petróleo crudo y agua correspondiente a Aconcagua proveniente de Agua Amarga y Entre Lomas.

Midstream

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 inyección del gasoducto cercano al campo de petróleo y, por tanto, el cliente se hace cargo de todos los costos y gastos de transporte relacionados.

El transporte de petróleo y gas en Argentina opera principalmente bajo un régimen de "acceso abierto" no discriminatorio, en el cual los productores tienen acceso igualitario y abierto a la infraestructura de transporte. Bajo ciertas condiciones de "acceso abierto", los productores de petróleo pueden asegurar capacidad de transporte si mantienen niveles de producción constantes mes a mes. A la fecha de este reporte, hemos asegurado capacidad de "acceso abierto" en el oleoducto Oldelval. Además, 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.

A la fecha del presente Reporte Anual, nuestra capacidad de "acceso abierto" en Oldelval era de 43 Mbbl/d (incluye 9 Mbbl/d correspondientes a agentes reductores de fricción en uso a partir de mayo 2024). Además, disponemos de 12 Mbbl/d de capacidad en los oleoductos Vaca Muerta Norte y Trasandino para acceder a Chile. También tenemos adjudicada una capacidad de transporte de crudo de 31.5 Mbbl/d en el proyecto de ampliación del oleoducto Oldelval desde Allen a Puerto Rosales, que entró plenamente en funcionamiento en marzo 2025. Como resultado, a la fecha de este reporte, disponíamos aproximadamente 87 Mbbl/d de capacidad de transporte de crudo. También, contábamos con 37 Mbbl/d de capacidad de transporte de petróleo a través camiones.



(1) Basado en contratos firmados por Vista e información brindada por los operadores del proyecto. Las fechas reales de entrega y las capacidades pueden variar sujeto a la ejecución. El oleoducto Oldelval incluye 9 Mbbl/d correspondientes a agentes reductores de fricción en uso a partir de mayo de 2024. Además, hemos adquirido capacidad en dos proyectos de expansión, como se muestra a continuación:

- El 27 de enero de 2023, la Compañía, a través de su filial Vista Argentina, se adjudicó una capacidad de almacenamiento y despacho de 225 Mbbl y 37.4 Mbbl/d, respectivamente, en el proyecto realizado por Oiltanking Ebytem S.A. para expandir la terminal marina y estación de bombeo de Puerto Rosales por 1,887Mbbl y 315 Mbbl/d, respectivamente. De este modo, la Compañía se comprometió a realizar un prepago de US\$28,4 millones entre 2023 y 2025, el cual será recuperado de la tarifa mensual del servicio. Se espera que el proyecto de expansión comience operaciones en el segundo trimestre del 2025
- El 16 de diciembre de 2024, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, celebró un acuerdo con YPF S.A., Pampa Energía S.A. y Pan American Sur S.A. para la construcción del Proyecto VMOS. Entre el 20 de diciembre de 2024 y el 7 de marzo de 2025, Pluspetrol S.A., Chevron (a través de dos subsidiarias), Shell (a través de dos subsidiarias) y Gas y Petróleo del Neuquén S.A., también confirmaron su participación. Bajo este contrato, a la Compañía se le asignó una capacidad firme de transporte, almacenamiento y despacho de 50 Mbbl/d en el Proyecto VMOS. Se espera que el proyecto tenga una capacidad total de 550 Mbbl/d en la primera fase, del cual se anticipa que pueda operar en su totalidad en la segunda mitad del 2027. Ver "Proyecto Vaca Muerta Sur"

Para obtener más detalles sobre la red de infraestructura *midstream* en Argentina, véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Petróleo Midstream y Downstream." del presente Reporte Anual.

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 firme, mientras que otros lo están sobre la base de spot.

Al 31 de diciembre de 2024, el 21% de nuestra producción de petróleo estaba sujeta a compromisos mensuales de entrega en el mercado nacional y el 11% de nuestra producción de petróleo estaba sujeta a compromisos de entrega en los mercados internacionales. Según nuestras estimaciones, al 31 de diciembre de 2024, nuestros compromisos contractuales de entrega podrían cumplirse con nuestra propia producción.

En el caso del gas natural, en abril de 2024 firmamos compromisos anuales para el periodo comprendido entre mayo de 2024 y abril de 2025, que se sumaron a los compromisos ya asumidos con el Plan GasAr hasta 2028 y que representan aproximadamente el 90% de nuestra producción total comercializable, con acuerdos de precios estacionales. El resto se vende en el mercado spot. Se espera que los compromisos anuales para el período comprendido entre mayo de 2025 y abril de 2026 se firmen a finales de abril de 2025.

En cuanto al LPG, nuestra producción de Propano no estaba sujeta a compromisos de entrega durante 2024. En cuanto al Butano, entregamos en virtud de un Decreto Nacional aproximadamente el 75% de nuestra producción anual para garantizar la demanda local de cilindros de GLP para consumidores residenciales.

Clientes y marketing

Mercados de petróleo

En Argentina, nuestra producción de petróleo crudo se vendió a refinerías nacionales y se exportó durante 2024, 2023 y 2022. Durante el 2024, exportamos el 49% de nuestros volúmenes de venta de petróleo, comparado con el 52% en 2023 y el 44% en 2022. Durante el 2024, el 68% del volumen de nuestras ventas de petróleo, fueron vendidas a la paridad de exportación, combinando las ventas a compradores internacionales y a compradores nacionales que pagaron precios de paridad exportación, en comparación con el 57% durante 2023. En los últimos tres años, nuestros principales clientes domésticos fueron Raizen y Trafigura. Aproximadamente el 99% de nuestro petróleo es producido en la Cuenca Neuquina y es conocido como petróleo crudo Medanito, que es un petróleo sweet crude que, en términos generales, goza de demanda entre las refinerías argentinas en el mercado doméstico, así como por refinerías internacionales. 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 siete refinerías activas con una capacidad total de instalación de 620 Mbbl/d, o bien, a clientes internacionales por transporte marítimo. Adicionalmente, a mayo del 2023, iniciamos exportaciones de petróleo a Chile a través del oleoducto Trasandino. 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, el 100% de nuestro petróleo se vende a Pemex. Para más información, favor de referirse a la sección "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 2024 fueron clientes industriales representando 48% de nuestros volúmenes de venta de gas en dicho periodo. En 2023, nuestros principales clientes también fueron industriales, representando el 45% de nuestros volúmenes totales de venta de gas natural de dicho periodo. Argentina cuenta con un mercado de gas natural altamente desarrollado y con sofisticada infraestructura para entregar qas natural a los mercados de exportación transfronterizos a través de ciertos gaseoductos, 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 Neuguina. Nuestras propiedades en esta Cuenca se encuentran bien ubicadas al encontrarse en las inmediaciones de cuatro grandes gasoductos. En México, todo nuestro petróleo se vende a Pemex.

En relación con el Plan GasAr, el 22 de diciembre de 2022, mediante Resolución No. 860/2022 de la SdE, se adjudicó a Vista Argentina un volumen base de 0.86 MMcm/d a un precio promedio anual de US\$3.29 MMBtu, aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024. El 19 de abril de 2023, mediante Resolución No. 265/2023 de la SdE, se incrementó el volumen base adjudicado a Vista Argentina a 1.14 MMcm/d, manteniendo el precio promedio anual de US\$3.29 MMBtu, aplicable por un período de cuatro años a partir

del 1 de enero de 2025. Véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Marco regulatorio del petróleo y gas en Argentina - Plan GasAr".

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 controlada por el Estado 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.

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 de2024, todas nuestras marcas que usamos están debidamente registradas con las autoridades competentes, especificando que las solicitudes 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

Confiamos en nuestros sistemas de tecnología de la información y maquinaria automatizada para gestionar de manera eficaz y eficiente nuestros procesos de producción y operar nuestro negocio. Vista es una empresa nativa de la nube que ha desarrollado una estrategia a lo largo de los años para operar su pila tecnológica en un entorno "multi-nube". Utilizamos varios proveedores de nube pública (por ejemplo, Amazon Web Services, Google Cloud Platform y Microsoft Azure) para productos digitales y sistemas locales para operaciones SCADA y DCS. Nuestros socios preferidos para servidores y almacenamiento de alta disponibilidad incluyen Dell, IBM y NetApp; para redes y cortafuegos, confiamos en Cisco; y para procesos administrativos y controles internos, utilizamos SAP y soluciones satélite, que estandarizan nuestras operaciones en toda la organización.

Al igual que otras organizaciones, nuestros sistemas de tecnología de la información son susceptibles de sufrir daños o interrupciones causados por ciberataques e infracciones de seguridad. Nos adherimos al Marco de Ciberseguridad desarrollado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología ("NIST", por sus siglas en inglés) del Departamento de Comercio de EE. UU. Evaluamos, en colaboración con KPMG, un consultor externo de primer nivel, nuestro nivel de madurez en relación con este marco, supervisamos las tendencias actuales en materia de ciberseguridad y revisamos la investigación sobre divulgación. Nuestra estrategia de ciberseguridad está alineada con las seis funciones básicas del NIST, tal y como se definen en la versión de febrero de 2024 (versión 2.0), para identificar las lagunas y los requisitos de ciberseguridad. En 2024, alcanzamos y mantuvimos un nivel de madurez del NIST que supera nuestro objetivo de 3.5.

Consolidamos toda la información de las diversas aplicaciones y bases de datos en tiempo real, que provienen de nuestros sensores operativos, en lagos de datos multi-nube. A partir de ahí, realizamos integraciones de datos, desarrollamos productos y creamos soluciones de IA con un enfoque de alta calidad basado en datos y centrado en el valor empresarial. El uso de datos adquiridos en tiempo real para permitir la toma de decisiones casi en tiempo real es fundamental, por lo que hemos conectado nuestras oficinas e instalaciones sobre el terreno a Internet a través de una red de fibra óptica de gran ancho de banda (>200 Mbps) con suficiente redundancia para garantizar un tiempo de actividad superior al 95%, en línea con nuestra estrategia de nube.

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, nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas natural, así como utilización de sistemas en tiempo real para monitorear y controlar nuestra producción. Debido al carácter crítico de esta infraestructura y a la creciente accesibilidad brindada por la conectividad a internet, nuestros sistemas están expuestos a mayores riesgos de ataques cibernéticos. Véase la sección "FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - 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."

Ciberseguridad

Gestión de Riesgos y Estrategia

Nuestra estrategia de gestión de riesgos incluye evaluaciones y actualizaciones periódicas de nuestras políticas de ciberseguridad, alineándolas con las mejores prácticas del sector y las amenazas emergentes. Hacemos énfasis en un enfoque proactivo, integrando las consideraciones de ciberseguridad en nuestra planificación estratégica y procesos operativos. Esto garantiza que los riesgos potenciales se identifiquen y mitiguen antes de que puedan afectar a nuestras operaciones. Además, nuestra estrategia está estructurada de acuerdo con las categorías del Marco de Ciberseguridad del NIST proporcionando una base sólida y estandarizada para nuestras prácticas de ciberseguridad.

Gobierno

- Los procesos de Ciberseguridad son supervisados por nuestro equipo de Ciberseguridad, que depende del Director de Innovación y Tecnología, quien a su vez depende del Director de Tecnología (CTO). El líder de nuestro equipo de Ciberseguridad tiene más de 12 años de experiencia en dicho sector, en diversas industrias.
- El equipo de Ciberseguridad proporciona informes trimestrales al Comité Interno de Ciberseguridad, que supervisa y respalda la estrategia de ciberseguridad. Este comité ha recibido formación básica en ciberseguridad de un consultor externo de primer nivel. Nuestro Director de Tecnología (CTO), que preside el comité, proporciona actualizaciones trimestrales al Comité de Prácticas Corporativas del Consejo de Administración.
- Como parte de nuestro proceso de gestión, el comité recibe informes trimestrales sobre los siguientes indicadores clave de rendimiento:
 - Puntuación de madurez de NIST;

- Número de incidentes críticos que se produjeron durante el período;
- Distribución de alertas de supervisión de ciberseguridad dentro del período;
- Número de escenarios de riesgo crítico, identificados con una calificación de mitigación posterior de nivel 1 (mayor impacto y probabilidad de ocurrencia);
- o Porcentaje de empleados que completaron la formación obligatoria en ciberseguridad; y
- o Resultados medios de ejercicios de "phishing" controlados.
- La estrategia de ciberseguridad y seguridad de la información de la Compañía se basa en una evaluación integral de riesgos, mitigación y preparación para la resiliencia / adaptación. Esto se logra a través de un enfoque basado en la inteligencia de amenazas, controles de aplicaciones y mecanismos reforzados de defensa contra el "ransomware". El marco sigue varios estándares internacionales, incluyendo la Publicación Especial 800-53 del NIST para controles generales de TI, los estándares ISA/IEC para automatización industrial, el Marco de Ciberseguridad del NIST para evaluar la preparación general, y la SOX para evaluar los controles internos.
- Hemos implementado una Política y Normas de Ciberseguridad, que sirven como marco integral para nuestras reglas, normas técnicas y procedimientos de ciberseguridad. Este documento está alineado con nuestro sistema de gestión operativa corporativa, y establece directrices para desarrollar, implementar y mejorar procedimientos para proteger la información del acceso no autorizado y el uso indebido, garantizar la disponibilidad de los sistemas fundamentales, y mantener la protección e integridad de la información. Esta política es la piedra angular de nuestro sistema de gestión de seguridad de la información, y una parte integral de nuestro marco de gobernanza de la ciberseguridad.

Identificación

- Mantenemos un proceso integral para evaluar, identificar y gestionar los riesgos materiales de las amenazas de ciberseguridad, incluidos los riesgos relacionados con la interrupción de las operaciones comerciales o los sistemas de reportaje financiera, el robo de propiedad intelectual; fraude; extorsión; daños a empleados o clientes; violación de las leyes de privacidad, litigios y riesgos legales; y riesgo reputacional.
- Las evaluaciones de riesgos se realizan de forma continua. La probabilidad y el impacto de cada riesgo se determinan mediante una metodología de evaluación cualitativa de riesgos. Los riesgos se identifican a partir de diversas fuentes, como análisis de vulnerabilidades y pruebas de penetración. Supervisamos nuestra infraestructura y aplicaciones para detectar las ciberamenazas en evolución y las posibles intrusiones. Los resultados de la evaluación se comunican trimestralmente a la dirección de la empresa a través de nuestra matriz de riesgos de ciberseguridad, de acuerdo con el modelo de gobernanza de ciberseguridad establecido.
- La gestión de riesgos de terceros es parte integral de nuestro enfoque, que implica una rigurosa diligencia y un seguimiento continuo de nuestros proveedores y socios para garantizar la alineación con nuestros estándares de ciberseguridad.

Protección

- Esta función se basa en tecnologías de seguridad avanzada, y está gestionada por un equipo de expertos con amplia experiencia en las mejores prácticas de ciberseguridad. La Compañía emplea políticas integrales, software, programas de formación y soluciones de hardware para proteger y supervisar su entorno. Estas medidas incluyen la autentificación multifactorial para todos los sistemas críticos, firewalls, sistemas de detección y prevención de intrusiones, y sistemas de gestión e identificación de vulnerabilidades.
- Nuestra plataforma incorpora un conjunto de tecnologías, entre las que se incluyen el cifrado / encriptado, el antivirus, la autentificación multifactor, los firewalls y la gestión de patches. Estas tecnologías están diseñadas para proteger y mantener la integridad de los sistemas y ordenadores de toda nuestra organización.
- Nuestro equipo de Ciberseguridad comprueba periódicamente los controles de seguridad mediante pruebas de penetración, análisis de vulnerabilidades y actividades de simulación de ataques.
- El equipo de Ciberseguridad lleva a cabo una formación anual de concientización sobre seguridad
 de la información para todos los empleados, realiza pruebas internas de phishing, proporciona
 formación específica para los empleados que hacen "click" en los intentos de phishing, exige
 formación en seguridad a los nuevos empleados, y publica boletines de ciberseguridad para hacer
 frente a las amenazas de seguridad emergentes o urgentes.

Detectar y Atender

- Contamos con un Plan de Respuesta ante Incidentes de Ciberseguridad que describe los procedimientos para manejar incidentes de ciberseguridad en función de su gravedad, y garantiza la coordinación entre funciones. Además, hemos establecido un equipo de Detección y Respuesta de Ciberseguridad para proporcionar a la empresa visibilidad en tiempo real de los incidentes cibernéticos.
- Nuestra estrategia comercial, los resultados operativos y la situación financiera no se han visto afectados materialmente por las amenazas de ciberseguridad, o incidentes de ciberseguridad anteriores. De igual forma, no podemos garantizar que no podrán ser afectados materialmente por dichos riesgos y cualquier incidente material futuro. En los últimos cuatro años fiscales, no hemos experimentado ningún incumplimiento material de violación de la seguridad de la información y los gastos en los que hemos incurrido por incumplimientos menores em la seguridad de la información, fueron irrelevantes. Esto incluye sanciones y acuerdos, de los cuales no ha habido ninguno

Recuperación

 La Compañía lleva a cabo ejercicios de ciberseguridad y gestión de crisis dirigidos por un tercero independiente para simular violaciones y otros escenarios de seguridad de la información. El facilitador plantea preguntas a los participantes y ofrece información sobre las respuestas típicas de otras empresas en situaciones similares. Estos ejercicios ayudan a evaluar y mejorar las estrategias de respuesta, mejorando las prácticas, los procedimientos y las tecnologías.

Política ambiental

En 2021, anunciamos nuestra ambición de reducir emisiones de GEI mediante un plan plurianual de descarbonización. Este plan de cinco años toma como prioridad proyectos seleccionados desde nuestra curva de costos de abatimiento basado en su potencial de reducción de carbono y su rentabilidad. Prevemos una reducción de más del 80% en la intensidad de nuestras emisiones de GEI de alcance 1 y 2, pasando de 39 KgCO2e/boe en 2020 a 7 kgCO2e/boe en 2026. En 2024, registramos una intensidad de emisiones de GEI de alcance 1 y 2 de 8.8 kgCO2e/boe, representando una reducción del 44% frente a los 15.6 kgCO2e/boe de 2023.

Adicionalmente, estamos desarrollando nuestro propio portafolio de proyectos de soluciones basadas en la naturaleza (SbN) para capturar carbono del suelo y bosques. En 2022, establecimos Aike, una subsidiaria de Vista, dedicada al diseño, gestión y ejecución de proyectos de compensación de carbono, la cual cuenta con expertos locales de primer nivel. El objetivo de Aike es generar créditos de carbono de la máxima calidad, es decir, que su impacto sea medible, adicional, permanente y positivo para las comunidades locales y la biodiversidad. Creemos que las SbN representan la alternativa de eliminación de carbono más factible, probada, eficiente y escalable que existe en la actualidad. Aike actualmente se encuentra desarrollando 13 proyectos SbN en Argentina, en siete provincias (Salta, Formosa, Corrientes, Santa Fe, Córdoba, San Luis y Buenos Aires), que incluyen forestación y reforestación mixta con especies nativas y exóticas, conservación de bosques, mejora de gestión forestal y proyectos de agricultura y ganadería regenerativas.

Mediante el desarrollo de una cartera de SbN de primer nivel, esperamos generar suficientes créditos de carbono en 2026 que, a partir de ese año, será equivalente o potencialmente superior a las emisiones anuales de carbono de nuestra operación.

Metodología de cálculo de emisiones y créditos de carbono

El inventario de emisiones de GEI de Vista informa de dos de los componentes de GEI más frecuentes en las operaciones de petróleo y gas: CH4 y CO2. Además, los totales de emisiones calculados incluyen también el N2O. Aunque las emisiones de los otros componentes de GEI pueden existir en la operación de la Compañía, su contribución relativa a las emisiones totales de GEI se considera inmaterial.

Las emisiones de CO2, N2O y CH4 se calculan y se convierten en emisiones totales de CO2e multiplicando las emisiones de cada componente por su respectivo potencial de calentamiento global.

El inventario de emisiones de GEI para Vista se desarrolló siguiendo mejores prácticas y pautas de la industria para cuantificar, informar y gestionar las emisiones de GEI. Específicamente, la Compañía se adhiere a: (i) las Directrices de la industria petrolera para la notificación de emisiones de gases de efecto invernadero de la IPIECA (2011), y (ii) el Compendio de metodologías de gases de efecto invernadero para la industria del petróleo y el gas natural del Instituto Americano del Petróleo ("API") (2009).

Los cálculos del inventario aplican a metodologías estandarizadas proporcionadas en el Compendio API para las fuentes de emisión relevantes de Vista, con factores de emisión derivados de las referencias publicadas en el Compendio API. Cuando se cuentan con factores o parámetros de emisión operativos reales, estos valores se son incorporados en el inventario de emisiones de GEI para mejorar la precisión y la objetividad.

El inventario de emisiones de GEI de Vista está organizado de conformidad con el Control Operacional, lo que significa que cada activo propiedad y operado por la Compañía se reporta al 100% de sus emisiones en Argentina. Los activos operados por Vista en Argentina incluyen las siguientes

concesiones: Águila Mora, Aguada Federal, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, y el plan de tratamiento Entre Lomas. Nuestra información de emisiones excluye las emisiones derivadas de áreas de concesión que no operamos en Argentina y el activo que operamos en México. El inventario de emisiones de GEI se clasifica por fuentes de emisión dentro de cada área de esta estructura organizativa.

La herramienta de inventario de emisiones de GEI de Vista se clasifica en fuentes de Alcance 1 y Alcance 2, como se muestra a continuación:

Categoría de Fuente de GEI	Fuente de emisiones GEI			
	Fuentes de Alcance 1			
Combustión estacionaria	Calentadores (es decir, tratadores y hornos)			
Sombastion Solasionaria	Turbina de gas / Compresores centrífugos			
	Motores de combustión interna			
Combustión móvil	Automóviles			
	Camiones livianos			
Quema de gas	Quemadores			
Emisionos fugitivos	Fugas de componentes de equipos de producción de petróleo y gas onshore			
Emisiones fugitivas	(por ejemplo, válvulas, conectores, lineas abiertas, etc.)			
Venteo	Deshidratadoras de glicol			
	Bombas de inyección de productos químicos operadas con gas natural			
	Dispositivos neumáticos operados con gas natural			
	Pérdidas por flasheo en tanques de almacenamiento			
	Gas de blanketing en tanques			
	Activades de mantenimiento			
	Otros tipos de venteo (por ejemplo, despresurizaciones y cierres de emergencia)			
	Fuentes de alcance 2			
Energía indirecta	Electricidad importada			
Energia manocta	Electricidad			

Cabe señalar que el inventario excluye las fuentes de emisiones de GEI con un potencial insignificante de emisiones de GEI que son irrelevantes para las emisiones totales cuantificadas (también denominadas fuentes de minimis). Algunos ejemplos de fuentes insignificantes son los equipos de extinción de incendios y los equipos de laboratorio.

Para muchas fuentes de emisión de GEI, existen múltiples opciones para determinar las emisiones, a menudo con diferentes precisiones. En general, las emisiones de una fuente determinada se obtienen aplicando un factor de emisión ("<u>FE</u>") para un tipo específico de fuente o evento con el factor de actividad correspondiente.

Los FE utilizados en los métodos de cálculo provienen de fuentes publicadas, referenciadas en el Compendio API y derivadas de publicaciones del IPCC, la EIA, el Instituto de Investigación del Gas y la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.

En la medida de lo posible, los FE se derivan en función de los datos de composición de gases específicos del emplazamiento. En muchos casos para las fuentes de combustión, el FE de CO2 representa la aplicación de los principios de balance de materiales y la suposición de que el 100% del carbono disponible en la corriente de combustible se oxida a CO2. Además, para las fuentes de antorcha; se supone una eficiencia de destrucción del 98% para calcular el CH4 FE.

Una vez completada la herramienta de inventario de emisiones de GEI y obtenidos los resultados para cada año calendario, se lleva a cabo una verificación por parte de terceros. Los resultados del inventario de emisiones de GEI solo se publican una vez que se completa la verificación y se verifican los cálculos.

Política de salud y seguridad

La implementación de procedimientos adicionales de seguridad en nuestras operaciones con el objeto de ser consistentes con nuestra Política de Salud y Seguridad, como las capacitaciones, 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 2024, nuestro TRIR fue de 0.59 (con base en 6.7 millones de horas de trabajo durante el periodo) en comparación con 0.18 (con base en 5.6 millones de horas de trabajo durante el periodo) al 31 de diciembre de 2023 y 0.86 (con base en 4.6 millones de horas de trabajo durante el periodo) al 31 de diciembre de 2022. En 2024, se produjo una fatalidad y durante una operación de perforación realizada por Nabors para Vista. No tuvimos fatalidades debidas a incidentes laborales que involucraran a empleados de Vista relacionados con operaciones en los años terminados el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022.

Asuntos ASG

Nuestro objetivo es desarrollar nuestro negocio de manera sostenible. Nos esforzamos por proteger el medio ambiente donde operamos, con especial atención a las emisiones de GEI, la gestión del agua, la eficiencia energética y la gestión de residuos.

En relación con las emisiones, aspiramos a reducir nuestro alcance operativo de las emisiones GEI de alcance 1 y 2 por más de 80% a 7 kgCO2e/boe en 2026, en comparación con 39 kgCO2e/boe en 2020. También, estamos ejecutando un portafolio de proyectos SbN a través de nuestra subsidiaria Aike en Argentina. A través del desarrollo de nuestro portafolio SbN *top-tier*, esperamos generar un volumen de créditos de carbono (*carbon credits*) para 2026 que, a partir de ese año, será equivalente, o potencialmente superior, a las emisiones anuales de carbono de nuestras operaciones.

Creemos que nuestro valor reside tanto en nuestros activos de producción de petróleo como en nuestros equipos y su compromiso con la excelencia operativa. En este sentido, la salud y la seguridad son las piedras angulares para garantizar que nuestros equipos alcancen el mejor rendimiento, y hemos hecho una prioridad de la empresa proporcionar a nuestra gente los más altos estándares de la industria del petróleo y el gas en lo que respecta a la salud y la seguridad en el trabajo, según lo establecido por la IOGP y la IPIECA.

Además, buscamos crear un entorno de trabajo en el que el alto rendimiento, el trabajo en equipo, la innovación, la agilidad y la responsabilidad sean valores compartidos por todo nuestro personal. Creemos firmemente en el valor de desarrollar una cultura organizativa que valore a cada persona y promueva la diversidad, la equidad y la inclusión (DEI) en todos los niveles. Para ello, implementamos diversas iniciativas a través de nuestro programa de Diversidad, Equidad e Inclusión de Vista.

De igual forma estamos comprometidos con el desarrollo de las comunidades en las que operamos fomentando un modelo de negocio inclusivo y fortaleciendo el sentido de pertenencia a través del diálogo abierto, la colaboración activa, el voluntariado y el compromiso social.

Además, buscamos operar nuestro negocio de manera responsable, ética y alineada con los intereses de nuestros accionistas. Estamos comprometidos con un gobierno corporativo efectivo y sostenible, que creemos que fortalece la responsabilidad, promueve los intereses a largo plazo de nuestros accionistas, y ayuda a generar confianza pública en nuestra Compañía. Como empresa pública, nuestras prácticas comerciales y de gobierno corporativo cumplen con las regulaciones establecidas por la SEC de los Estados Unidos aplicables a emisores privados extranjeros y las reglas de la CNBV de México, así como con las regulaciones nacionales en los países donde operamos.

Durante 2024, logramos un buen progreso en todos los frentes de ASG. Los aspectos más destacados se resumen a continuación:

Ambiental

- Importante progreso en el plan de descarbonización de la Compañía, lo que llevó a la reducción de las emisiones absolutas de GEI alcance 1 y 2 en un 28% interanual, de 308 MtCO2e en 2023, a 222 MtCO23 en 2024. Además, la Compañía registró una intensidad de emisiones de GEI alcance 1 y 2 de 8.8 kgCO2e/boe para el año, una reducción interanual del 44%.
- Aumento del consumo de energía renovable en 50,800 MWh, lo que representa el 59% del consumo total de energía, al tiempo que se redujo la intensidad energética en un 30% interanual.
- Ejecución continua de proyectos de SbN: actualmente trabajando en 13 proyectos (dos ARR, uno REDD+, uno IFM, cuatro de ganaderías regenerativas, cinco de agricultura regenerativa) en más de 43,000 hectáreas en las Provincias de Corrientes, Salta, Santa Fe, Buenos Aires, Formosa, Córdoba y San Luis en Argentina.
- Para más información, favor de ver la sección "Política ambiental."

Social

- Registramos una TRIR consolidada de 0.6, manteniéndose por debajo del objetivo de 1.0 por quinto año consecutivo.
- Impulsamos nuestras iniciativas de género a través de la contratación y el desarrollo del talento femenino: aumentamos la proporción de mujeres en las nuevas contrataciones en 3 puntos porcentuales hasta el 29%, manteniendo la proporción de empleadas en el 24%; aumentamos la representación femenina en puestos de dirección intermedios del 24% en 2023 al 32% en 2024; y pusimos en marcha una nueva edición del programa de mentores para mujeres con talento, en el que participan 20 jóvenes profesionales comprometidas.
- Impulsamos iniciativas de género avanzadas mediante el desarrollo del talento femenino: la representación femenina en puestos de dirección intermedios aumentó del 24% en 2023 al 32% en 2024. También, llevamos a cabo una nueva edición del programa de tutoría para mujeres con talento, en el que participaron 20 jóvenes profesionales comprometidas. Además, publicamos políticas nuevas y organizamos talleres para concienciar a los empleados sobre las iniciativas relacionadas con el género.
- Invertimos un monto de US\$2.2 millones en programas sociales en Argentina y México, con un enfoque principal en cinco sectores clave: Educación, Desarrollo Local, Desarrollo Rural, Fortaleza Institucional, e Inclusión y Valores en el Deporte y la Salud.

Gobernanza

- Aprobación de la Política de Integridad para Contratistas y Proveedores, una versión resumida de nuestro Código de Ética y Conducta, diseñada para describir los principios éticos clave aplicables a nuestros proveedores de servicios que realizan actividades para Vista. Se llevaron a cabo sesiones de capacitación para el personal de contratistas y proveedores.
- Fortalecimiento de las comunicaciones internas en los canales de denuncia de irregularidades.
- Aumento de la transparencia de los informes mediante la mejora de: (i) nuestra divulgación del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima ("<u>TCFD</u>"), (ii) nuestra divulgación TCFD, y (iii) la alineación entre el marco ESG de Vista, las iniciativas clave y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU.
- Logro de una puntuación de ciberseguridad NIST de 3.6 y registro de cero incidentes críticos de ciberseguridad.

Esperamos publicar nuestro reporte de sustentabilidad 2024 en el segundo trimestre de 2025. Esperamos alinear el reporte de sustentabilidad 2024 con el GRI Standards (GRI 1: Fundación 2021 GRI 2: Información general 2021, GRI 3: Temas materiales 2021 y GRI 11: Oil and Gas Sector 2021) y con el SASB para los temas ASG específicos del sector más relevantes para nuestro rendimiento financiero y la creación de valor a largo plazo. Por el cuarto año consecutivo, se espera que nuestro reporte de sustentabilidad de 2024 incluya información alineada con las recomendaciones publicadas por el TCFD. Además, esperamos compartir nuestra contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU. Nuestro progreso en materia de ASG abarca los 10 principios universales del Pacto Mundial de las NU y sirve como el informe 2024 de la Comunicación sobre el Progreso del Pacto Mundial bajo el Marco Global de las NU. El Informe de sostenibilidad de 2024 se publicará en nuestro sitio web. La información contenida en nuestro sitio web, o accesible a través de él, no se incorpora por referencia en 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 (cuyas inversiones anuales representan menos del 1% de las inversiones de Vista para el año 2023), 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. Durante el 2023, las inversiones han incrementado por US\$2.5 millones alcanzando un total de US\$15 millones.

Durante 2024, 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.

Como parte de nuestra cartera de VX Ventures, que al 31 de diciembre de 2024 incluye inversiones en 19 start-ups y empresas en fase inicial, hemos creado y financiado Aike NBS S.A.U. ("Aike") para ofrecer

compensaciones de carbono de máxima calidad mediante el desarrollo de proyectos de SbN, incluidos proyectos de reforestación y de captura de carbono del suelo. Aike también pretende prestar servicios a terceros para ayudarles a satisfacer sus necesidades de desarrollo de proyectos SbN y alcanzar sus objetivos de captura de carbono, lo que a su vez beneficiará a Vista al proporcionar una mayor escala para sus proyectos SbN. Aike ya ha empezado a prestarnos servicios en relación con la propia cartera de SbN de Vista.

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 humana. Estas leyes pueden exigir, entre otras cosas:

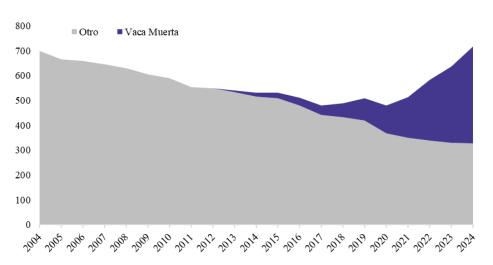
- que se obtengan diversos permisos u otras autorizaciones, o que se preparen evaluaciones, estudios o planes ambientales (tales como la clausura de pozos) antes de dar inicio a las actividades sísmicas o de perforación;
- que se suspendan todas o algunas de las operaciones o se clausuren la totalidad 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

Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina

Argentina cuenta con cinco cuencas productoras de petróleo y gas: Neuquina, Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral. Al 31 de diciembre de 2023, las reservas de petróleo y gas de Argentina eran un total de 6,054 MMboe, según se reportó por la SdE. En 2024, la producción de petróleo de Argentina fue de 716.4 Mbbl/d, mientras que la producción de gas alcanzó 138.6 MMm3/d. La producción de la formación de Vaca Muerta, ubicada en la cuenca Neuquina, alcanzó 389.5 Mbbl/d de petróleo (54% de la producción total) y 69.2 MMm3/d de gas (50% de la producción total), con una tasa CAGR (tasa de crecimiento anual compuesta) del 34% en la producción de petróleo durante los últimos 5 años.

Producción de Petróleo de Argentina (Mbbl/d)



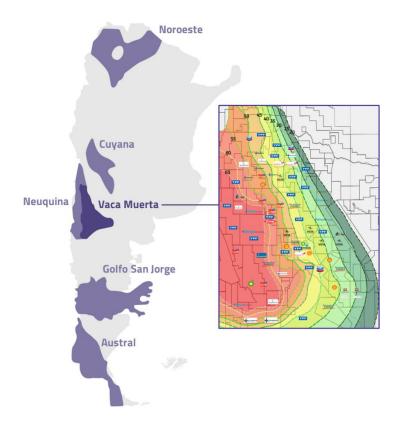
Fuente: Secretaría de Energía de Argentina

Panorama General de Vaca Muerta

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

Las recientes reformas al marco regulatorio, así como las reducciones significativas en los costos de los pozos y mejoras en las tasas de producción, a través de la última década, han atraído a más de 30 compañías del sector de petróleo y gas a Vaca Muerta, tanto nacionales y extranjeras, entre las cuales figuran YPF, Vista, Shell, Pan American Energy, Pluspetrol, Tecpetrol, Kilwer y otras como Chevron, Total, Equinor, Petronas y Dow. La mayoría de estas compañías, que son titulares de concesiones adyacentes a las nuestras, ya están desarrollando de forma plena sus activos, o en algunos casos están llevando a cabo proyectos piloto.

Ubicación, Mapa de Termo-Madurez y Principales Concesionarios de Vaca Muerta



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

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

	Contenido Orgánico Total	Espesor	Presión del reservorio
Región	(%)	(m)	(psi)
Vaca Muerta	3-10	30-450	4,500-9,500
Eagle Ford	3-5	30-100	4,500-8,500
Wolfcamp (Permian)	3	200-300	4,600
Barnett	4-5	60-90	3,000-4,000
Haynesville	0.5-4	60-90	7,000-12,000
Marcellus	2-12	10-60	2,000-5,500

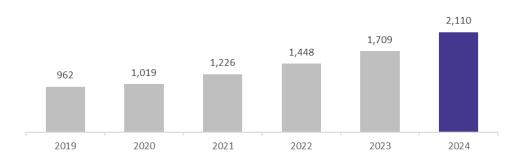
Fuente: estimaciones de la empresa, el Ministerio de Economía, la SdE y la EIA.

La superficie de Vaca Muerta se estima en más de 8.6 millones de acres, que contienen 16 Bnbbl de recursos petrolíferos y 308 Tcf de recursos de gas. Estos recursos equivalen a aproximadamente 100 años y 200 años de consumo nacional de petróleo y gas, respectivamente. Los cinco principales operadores

de petróleo son YPF, Vista, Shell, Pan American Energy y Pluspetrol. 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%.

A lo largo de los años, Vaca Muerta ha incrementado significativamente su actividad en pozos de 102 nuevos pozos en 2019 a 401 nuevos pozos en 2024. El número acumulado de pozos aumentó a 2,110 a finales de 2024. La cantidad de equipos de perforación activos en la cuenca también ha aumentado durante el periodo, como se muestra a continuación. Actualmente, aproximadamente el 30% de su superficie está en desarrollo.

Total de pozos de shale, acumulados



Fuente: Secretaría de Energía de Argentina.

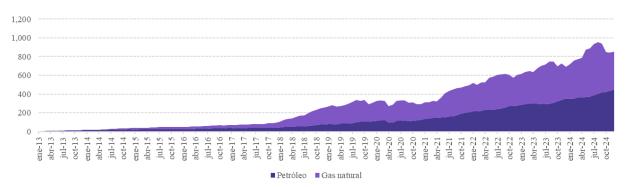
Pozos nuevos en producción y cantidad de equipos de perforación, por año



Fuente: Estimaciones de la Compañía, Economía y Energía Consulting, Secretaría de Energía de Argentina.

La producción de petróleo y gas en Vaca Muerta fue de 847 Mboe/d durante el 2024, representando un aumento del 23% en comparación con el 2023. La producción de Vaca Muerta alcanzó 894 Mboe/d en enero de 2025. La producción de petróleo *shale* durante el 2024 fue impulsada principalmente por Loma Campana, La Amarga Chica, Bajada del Palo Oeste (propiedad de y operada por Vista) y Bandurria Sur, que juntos aportaron 245 Mbbl/d. La producción de gas *shale* fue impulsada principalmente por Fortín de Piedra, Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste y La Calera, que juntos aportaron 256 Mboe/d.

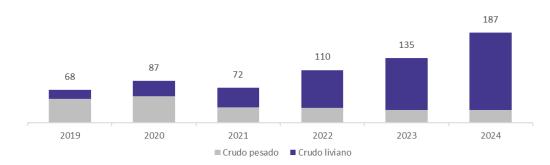
Producción bruta de petróleo shale y gas (Mboe/d)



Fuente: Secretaría de Energía de Argentina.

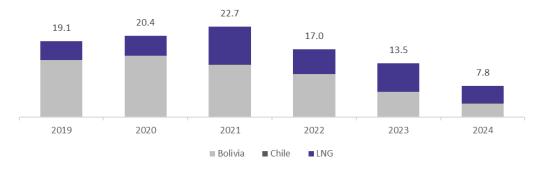
La producción de Vaca Muerta ha desempeñado un papel significativo en compensar el declive de otras cuencas en Argentina y en el aumento de la producción total de petróleo y gas, posicionando a Argentina como un exportador estructural del crudo liviano desde 2022. Como se muestra a continuación, las exportaciones de petróleo han aumentado de 68Mbbl/d en 2019 a 187Mbbl/d en 2024. Además, Vaca Muerta ha permitido a Argentina reducir las importaciones de gas natural, tanto de los países vecinos Bolivia y Chile, y a través del NGL, disminuyéndolas de 19.1 MMm3/d en 2019 a 7.8 MMm3/d en 2024. Esta tendencia ha contribuido significativamente a mejorar la balanza comercial de Argentina. Según la Secretaría de Economía de Argentina, la balanza comercial de energía de Argentina fue negativa por US\$4.4 mil millones en 2022 y retornó a un saldo positivo de US\$5.7 mil millones en 2024.

Exportaciones de petróleo de Argentina (Mbbl/d)



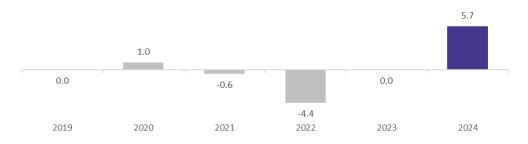
Fuente: Secretaría de Energía de Argentina, Ministerio de Economía.

Importaciones de gas natural de Argentina (MMm3/d)



Fuente: Secretaría de Energía de Argentina, Ministerio de Economía.

Balanza comercial energética de Argentina (US\$ mil millones)



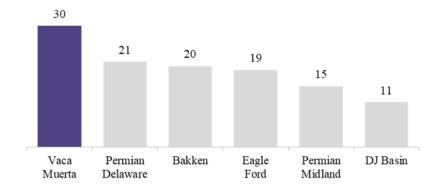
Fuente: Secretaría de Energía de Argentina, Ministerio de Economía.

Vaca Muerta se encuentra en una etapa relativamente temprana en su desarrollo en comparación con otras formaciones de *shale* de los Estados Unidos. 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 Permian, con hasta cinco zonas diferentes con reservas ya probadas en diferentes bloques de la Cuenca. Al 31 de diciembre de 2024, los operadores han perforado alrededor de 2,100 pozos en Vaca Muerta en comparación con aproximadamente 50,000 en Permian y más de 200,000 alrededor de los yacimientos de *shale* en Estados Unidos. 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 es similar a las etapas iniciales de la Cuenca de Permian desde 2008, convirtiéndose en una de las formaciones de *shale* más atractivas del mundo.

Tras un período inicial de incorporación de la tecnología necesaria para el desarrollo no convencional, de avance en la curva de aprendizaje y de adopción de las mejores prácticas, la productividad promedio de los pozos por pie lateral en Vaca Muerta supera ahora a sus homólogos de *shale* en Estados Unidos

La mejor productividad promedio de pozos en su categoría

Producción acumulada por pozo de los primeros 365 días, Mbbl por 1,000 pies laterales



Fuente: Rystad Energy ShaleWellCube. Incluye solo pozos de petróleo horizontales puestos en producción entre 2021-2022.

Petróleo Midstream y Downstream

La infraestructura de petróleo crudo en Argentina conecta las cuencas de producción con las refinerías domésticas que se encuentran ubicadas en la provincia de Buenos Aires (La Plata, Bahía Blanca, Dock Sud, Campana), en la Cuenca Cuyana (Luján de Cuyo), en la Cuenca Neuquina (Plaza Huincul) y en la Cuenca Noroeste (Refinor). Estas refinerías tienen una capacidad de refinación combinada estimada en 620 Mbbl/d: La Plata tiene una capacidad aproximada de 200 Mbbl/d, Bahía Blanca 40 Mbbl/d, Dock Sud 110 Mbbl/d, Campana 95 Mbbl/d, Luján de Cuyo 125 Mbbl/d, Plaza Huincul 25 Mbbl/d y Refinor 25 Mbbl/d. El principal oleoducto de Argentina es el Sistema de Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval"), que transporta crudo desde Puerto Hernández y Allen, en la Cuenca Neuquina, hasta Puerto Rosales, cerca de Bahía Blanca. Este sistema transporta aproximadamente el 65% de la producción de la Cuenca Neuquina, con una capacidad aproximada de 540,000 bbl/d.

En Puerto Rosales se encuentra la terminal marítima de exportación operada por Oiltanking Ebytem S.A. ("OTE"), una compañía propiedad de YPF (30%) y Oiltanking (70%). Las instalaciones de OTE disponen de 18 tanques con una capacidad de almacenamiento de 3 MMbbl, de los cuales 1,070 Mbbl se destinan a almacenar crudo tipo Medanito. La OTE también es propietario de dos boyas, Punta Ancla y Punta Cigueña, con capacidades de 106,000 y 70,000 toneladas de peso muerto, respectivamente. Estas dos boyas prestan servicios principalmente para la carga y descarga de buques Panamax.

A principios de 2023, el ducto Trasandino que conecta el sistema argentino con Chile se puso en funcionamiento luego de más de una década de estar cerrado. Esto permitió flujos de exportación desde la Cuenca Neuquina hacia Chile a partir de mayo de 2023. Este ducto tiene una capacidad total de 110,000 bbl/d. En noviembre de 2023, se puso en marcha el ducto de Vaca Muerta Norte con una capacidad de 157,000 bbl/d, conectando Loma Campana con Puesto Hernández y con el ducto Trasandino.

A la fecha de este Reporte Anual, OTE se encuentra ejecutando un proyecto de expansión para ampliar la terminal marítima de Puerto Rosales en 1,887 Mbbl y la estación de bombeo en 315 Mbbl/d, respectivamente.

Además, en diciembre de 2024 se anunció el Proyecto VMOS, que consiste en un nuevo oleoducto desde Allen hasta Punta Colorada en la provincia de Río Negro, instalaciones de almacenamiento y un nuevo puerto en una ubicación de aguas profundas. El Proyecto VMOS tendrá una capacidad inicial estimada de 550 000 bbl/d y se espera que esté terminado en la segunda mitad de 2027.

El resto de la producción de petróleo que no se refina ni se consume en Argentina es exportada. Durante 2024, Argentina exportó 187 Mbbl/d, según el INDEC, de los cuales se estima que 150 Mbbl/d provinieron de la Cuenca Neuquina. Las empresas de la Cuenca Neuquina exportaron 71 Mbbl/d a Chile durante 2024, mientras que el resto se exportó a través del Atlántico (desde Bahía Blanca).

TRASANDINO a Chile Puesto Hernández Auca Mahulda VACA MUERTA NORTE Usta Lago Pellegrini OLDELVAL OPEN ACCESS Plaza Huincul Challacó Centenario Allen OLDELVAL DUPLICAR Puesto Rosales EXPANSIÓN DE LAS INSTALACIONES EXPANSIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL PUERTO DE OTE

Proyectos midstream clave en Vaca Muerta

Fuente: Basado en datos proporcionados por los operadores del proyecto y estimaciones de la Compañía.

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina

La Ley de Hidrocarburos Argentina, modificada por la Ley No. 27.007 ("Ley Corta"), la Ley No. 27,742 (*Ley de Bases*), es el principal cuerpo regulatorio para la E&P de petróleo y gas. La autoridad competente o de aplicación para la Ley de Hidrocarburos Argentina es la SdE. Como resultado de la modificación de la Ley de Hidrocarburos Argentina mediante la Ley No. 26,197, cada provincia tiene su propia autoridad competente. En particular, la Provincia del Neuquén ha promulgado su propia Ley de Hidrocarburos Argentina 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 de Gas Natural, igualmente modificada por la Ley de Bases.

Puerto Punta

Exploración y Producción

La E&P 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 sujetas a tener el consentimiento previo del propietario de la superficie y de la autoridad competente.

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 autorización de transporte para poder transportar el petróleo o gas producido.

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 de petróleo y gas y a los residuos de hidrocarburos, y deben llevar a cabo medidas adecuadas para prevenir accidentes y daños.

Los titulares de los permisos de exploración y de concesiones de explotación 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.

Permisos y Concesiones de Explotación

La Ley de Hidrocarburos Argentina y sus modificaciones regulan las actividades de exploración y explotación de la siguiente manera:

- Permisos de exploración convencionales: la vigencia de los permisos de exploración convencionales se divide en dos periodos de hasta tres años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta cinco años, lo que otorga una validez máxima de 11 años. La prórroga es opcional para el titular del permiso que haya cumplido las inversiones y otras obligaciones bajo su responsabilidad. Para los permisos de explotación en alta mar, cada período del plazo básico de exploración para objetivos convencionales puede aumentarse en un año.
- Permisos de Exploración No Convencional: la vigencia de estos permisos se divide en dos periodos de hasta cuatro años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta cinco años, otorgando una validez máxima de 13 años. La prórroga es facultativa para el titular del permiso que haya cumplido la inversión y otras obligaciones bajo su responsabilidad.
- Concesiones: el plazo para la explotación de recursos convencionales es de 25 años, mientras que para la explotación de recursos no convencionales se establece un plazo de 35 años, incluida una prueba piloto de hasta cinco años. En el caso de las operaciones offshore, las concesiones se otorgan por períodos de hasta 30 años. Debido a las modificaciones introducidas por la Ley de Bases, el poder ejecutivo federal o provincial, según corresponda, podrá determinar en las nuevas concesiones -al momento de definir los términos y condiciones- otros plazos (de hasta 10 años) adicionales a los plazos mencionados. Estos periodos no pueden fijarse a perpetuidad, a diferencia del reglamento anterior, que permitía la posibilidad de conceder prórrogas sucesivas por periodos de 10 años. Las concesiones otorgadas con anterioridad a la promulgación de la Ley de Bases continuarán rigiéndose por los términos establecidos por el marco legal existente a la fecha de aprobación de la Ley de Bases.
- Regalías: La Ley de Hidrocarburos estableció una tasa de regalía del 12% mensual a cargo del concesionario por la producción de hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo y por el volumen de gas natural extraído y efectivamente utilizado, pudiendo la autoridad concedente reducir dicha tasa hasta en un 5% en casos excepcionales, tomando en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos, e incrementarla en un 3% en la primera prórroga. Las concesiones otorgadas con anterioridad a la promulgación de la Ley de Bases siguen sujetas a este régimen, exigiendo el pago del 12% de regalías sobre el valor en boca de pozo de la producción de crudo y sobre el volumen de gas natural vendido, así como una regalía extraordinaria en determinadas concesiones prorrogadas. En cambio, la Ley de Bases sustituyó la tasa fija del 12% por un porcentaje a determinar en el proceso de adjudicación, aplicado a la producción y efectivamente utilizado de hidrocarburos

líquidos y gaseosos. Preserva la capacidad de la autoridad para reducir el tipo hasta un 5% en casos excepcionales, al tiempo que elimina el incremento del 3% en la primera prórroga. La *Ley de Bases* también introdujo la posibilidad de aplicar un tipo reducido de hasta el 50% para proyectos que impliquen: (i) técnicas de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) o Recuperación Mejorada de Petróleo (IOR), (ii) la explotación de petróleos extrapesados (que requieren un tratamiento especial debido a su baja calidad o alta viscosidad), y (iii) la explotación *offshore*. Las concesiones otorgadas tras la entrada en vigor de la Ley de Bases se rigen por el régimen establecido en la misma.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación constituyen un derecho adquirido que no puede extinguirse sin indemnización legal. Sin embargo, las concesiones o permisos caducan en caso de determinadas infracciones detalladas exhaustivamente en el artículo 80 de la Ley de Hidrocarburos Argentina. Los concesionarios o permisionarios también pueden renunciar parcial o totalmente a la superficie de un permiso o concesión en cualquier momento. Si se renuncia a un permiso de exploración, el titular del permiso estará obligado a pagar los importes de inversión comprometidos y no satisfechos (artículos 20 y 81 de la Ley de Hidrocarburos Argentina).

Certificación de Reservas y Recursos en Argentina

La estimación de reservas y recursos en Argentina se rige principalmente por la Resolución No. 324/2006 de la SdE y la Resolución No. 69-E/2016 de la SdE. 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.

Transporte

La Ley de Bases introdujo cambios significativos al régimen de transporte de hidrocarburos en Argentina, estableciendo un marco comprensivo para las autorizaciones de transporte y procesamiento administradas por las autoridades federales o provinciales. Las concesiones de transporte existentes seguirán operando bajo sus condiciones originales. La Ley de Hidrocarburos Argentina provee a los productores el derecho exclusivo de obtener autorizaciones para el transporte de petróleo, gas y productos derivados según lo especificado en la ley y los decretos relacionados.

Estas autorizaciones permiten la construcción y operación de instalaciones esenciales para el transporte de hidrocarburos, tales como oleoductos, almacenamiento, plantas y otras infraestructuras necesarias, todo ello sujeto a la legislación y normas técnicas vigentes.

Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a autorizaciones de transporte. Si la construcción de obras permanentes excede los límites de la concesión, deberán obtener autorizaciones adicionales. Si las obras se mantienen dentro de los límites de la concesión, la autorización es opcional y se concede en las mismas condiciones que la concesión de explotación.

La duración de las autorizaciones de transporte se ajusta a los términos de las concesiones de explotación asociadas. Al vencimiento, las instalaciones vuelven a ser propiedad del Estado. Se pueden solicitar prórrogas de 10 años si se cumplen las obligaciones y se están transportando hidrocarburos en el momento de la solicitud. Las autorizaciones de transporte y procesamiento no otorgan derechos exclusivos a los titulares.

Los transportistas autorizados deben transportar hidrocarburos de terceros sin discriminación, siempre que haya capacidad disponible y no existan impedimentos técnicos. La capacidad de transporte no utilizada debe ponerse a disposición de terceros, sujeto a las necesidades del transportista autorizado.

Las autoridades nacionales o provinciales establecerán normas para coordinar los sistemas de transporte.

Las tarifas para el transporte de hidrocarburos y servicios relacionados están reguladas, con monto máximos establecidos por la Resolución SdE No. 5/04, según fue modificada: Estos cambios pretenden agilizar el transporte y la transformación de hidrocarburos, garantizando un acceso equitativo y un funcionamiento eficaz del sector.

Registro argentino de empresas de exploración y explotación de hidrocarburos

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 Argentino que lleva la SdE. Dichos titulares y concesionarios deberán contar con los recursos financieros, de acuerdo con la Disposición No. 335/2019 emitida por la Subsecretaría de Hidrocarburos 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 E&P. 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.

Los titulares de permisos y concesiones deberán establecer domicilio legal dentro de Argentina.

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.

Regulación del mercado de crudo

La Ley de Hidrocarburos Argentina faculta al poder ejecutivo argentino a fijar la política nacional en materia de la explotación, proceso, transporte, almacenaje, industrialización y comercialización de hidrocarburos.

La Ley de Bases introdujo modificaciones a la Ley No. 26,741 y a la Ley de Hidrocarburos Argentina, para permitir a los concesionarios, refinerías y/o comercializadores de hidrocarburos exportar libremente hidrocarburos y/o sus derivados sin necesidad de satisfacer la demanda interna. Adicionalmente, estipula que el Gobierno Argentino no puede intervenir en la fijación de los precios de comercialización en el mercado interno en ninguna etapa de la producción.

Hasta 2024, la exportación de petróleo crudo y subproductos del petróleo en Argentina requieren la inscripción previa en el Registro de Contratos de Operaciones de Exportación y la autorización de la SdE".

La Ley de Bases modificó la Ley de Hidrocarburos de Argentina, estableciendo que, aunque se requiere el registro previo en el Registro Argentino de Operaciones de Exportación, los productores de petróleo crudo y derivados del petróleo pueden exportar libremente hidrocarburos y/o sus derivados, sin objeción por parte del SdE, sin ser necesaria su autorización expresa. El ejercicio efectivo de este derecho está sujeto a las regulaciones emitidas por el Poder Ejecutivo de Argentina, que debe, entre otros aspectos,

tener en cuenta: (i) los requisitos estándar aplicables al acceso a recursos técnicamente probados; y (ii) que cualquier objeción por parte del SdE solo podrá (a) plantearse dentro de los 30 días siguientes a la fecha en que el SdE tenga conocimiento de la exportación, y (b) deberá basarse en motivos técnicos o económicos relacionados con la seguridad del suministro. Una vez transcurrido dicho plazo, el SdE no podrá plantear objeción alguna, véase "Ley de Bases".

Regulación del mercado de gas

Como se mencionó en los apartados anteriores, las actividades E&P de gas están reguladas por la Ley de Hidrocarburos Argentina, mientras que el transporte y distribución de gas natural están reguladas por la Ley de Gas Natural.

A fin de fomentar la producción de gas natural el gobierno argentino adoptó diferentes programas de estímulo en los últimos años, como el Plan GasAr, aplicada por virtud del Decreto No. 892/2020 (modificado por el Decreto No. 730/2022).

Plan GasAr 2020-2024

Mediante el Decreto No. 892/2020 (modificado por el Decreto No. 730/2022), el Gobierno de Argentina 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*).

El Plan GasAr estableció el marco para la implementación de contratos directos (inicialmente con una duración de cuatro años, con la posibilidad de ser extendida por la SdE por períodos adicionales de un año) entre los productores de gas, por un lado, y los distribuidores y/o subdistribuidores de gas (para atender la demanda prioritaria) y CAMMESA (para atender la demanda de las centrales térmicas), por otro. Estos contratos fueron adjudicados y el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) se determinó a través de una licitación realizada por la SdE. El gobierno argentino podrá realizar mensualmente los pagos correspondientes a una parte del precio del gas natural en el PIST, para brindar subsidios indirectos a los usuarios finales.

El 4 de noviembre de 2022, el Decreto No. 730/2022 fue publicado en la Gaceta Oficial de Argentina, extendiendo el Plan GasAr hasta el año 2028. El Plan GasAr se basa en (i) la participación voluntaria de productores, prestadores de servicios al público y subdistribuidores (realizando adquisiciones directas a los productores) y CAMMESA; (ii) un esquema competitivo donde la SdE convoca a la firma de contratos directos entre los productores, por un lado, y la demanda prioritaria (licenciatarios de distribución y/o subdistribuidores) así como la demanda de las centrales térmicas (con CAMMESA), por el otro; (iii) un marco de libre competencia de mercado relacionado con el precio del gas en el PIST, sujeto a las condiciones que fije el Gobierno Argentino.

Ley de Bases

El 8 de julio de 2024 la Ley de Bases se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, introduciendo modificaciones a la Ley de Gas Natural y la Ley de Hidrocarburos Argentina.

Las principales modificaciones a la Ley de Hidrocarburos Argentina incluyen:

 Ampliando el paradigma de autosuficiencia de la Ley de Hidrocarburos Argentina para incorporar la maximización de los beneficios económicos para fomentar nuevas inversiones;

- Eliminando las restricciones a las exportaciones de hidrocarburos y estableciendo la libertad de comercializar y exportar hidrocarburos y sus derivados;
- Prohibiendo al gobierno argentino intervenir en la fijación de precios del petróleo, el gas y los productos refinados en el mercado nacional;
- Incluyendo las actividades de procesamiento y almacenamiento de hidrocarburos en el marco regulatorio;
- Permitiendo la conversión de concesiones de explotación convencional a no convencional hasta el 31 de diciembre de 2028;
- Definiendo los requisitos específicos para la licitación en nuevas áreas y eliminando la posibilidad de ampliar las concesiones de explotación para nuevas concesiones;
- Modificando las tasas que deben pagar los titulares de concesiones y permisos;
- Revisando el régimen de regalías, excepto las concesiones ya otorgadas;
- Sustituyendo las concesiones de transporte por un sistema de autorizaciones de transporte y almacenamiento, así como autorizaciones de procesamiento de hidrocarburos; y
- Permitiendo a las empresas extranjeras participar en licitaciones públicas de permisos y concesiones.

Las principales modificaciones a la Ley de Gas Natural de Argentina incluyen las siguientes:

- Eliminando el requisito de obtener autorización previa para las importaciones de gas natural.
- Eliminando la limitación que previamente exigía que el suministro del mercado nacional no se viera afectado:
- Estableciendo un marco especial para el gas natural líquido, garantizando condiciones de exportación firmes que, una vez autorizadas, no puedan modificarse;
- Extendiendo la duración de las licencias para los servicios de transporte y distribución de gas natural de 10 a 20 años; y
- Creando el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, para sustituir al ENRE y al ENARGAS y asumiendo sus funciones.

El 28 de noviembre de 2024, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto No. 1057/2024, que regula en tres anexos diversos aspectos de la Ley de Bases relacionados con la reforma de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Gas Natural de Argentina.

Las disposiciones clave incluyen:

- Reforzando los principios del libre mercado, incluida la exportación sin restricciones, la seguridad
 del suministro y la alineación de los precios nacionales con los estándares internacionales. El
 decreto da prioridad a la eficiencia de los recursos, los contratos a largo plazo y la integración
 comercial global. Los solicitantes de permisos y concesiones deben estar domiciliados en Argentina
 y cumplir con los estándares de solvencia financiera, patrimonio neto y requisitos de capacidad
 técnica;
- Asegurando la exportación libre en cumplimiento con condiciones especificadas. Los exportadores deben presentar información técnica y comercial detallada. Cualquier objeción debe resolverse en un plazo de 30 días hábiles, y en ausencia de objeciones, se emite un certificado de exportación gratuito;
- Proporcionando detalles sobre la conversión de áreas de concesión, permitiendo la explotación no convencional sin subdivisión;

- Estableciendo requisitos de acceso abierto para la capacidad de transporte no utilizada, con ciertas excepciones. Las autorizaciones de transporte no requieren licitación pública y no se clasifican como servicios públicos;
- Permitiendo que las entidades involucradas en hidrocarburos participen en el mercado de NGL, sujeto a requisitos regulatorios. El proceso de exportación incluye una declaración de disponibilidad de recursos, una evaluación de solvencia técnica y económica, y una evaluación de consistencia del proyecto. Cualquier objeción deben resolverse en un plazo de 120 días hábiles. Se emite una autorización de exportación gratuita, válida por 30 años, previa aprobación;
- Requiriendo a los exportadores de NGL que verifiquen periódicamente la disponibilidad de recursos
 e informar de los cambios significativos. Las autorizaciones pueden ser revocadas por
 incumplimiento. Los derechos pueden ser transferidos con previa aprobación;
- Ampliando el período de renovación de las concesiones de transporte y distribución de 10 a 20 años. Las solicitudes deben presentarse 54 meses antes de su vencimiento; y
 Exigiendo a la SdE que colaborare con las provincias y la ciudad de Buenos Aires para establecer una legislación ambiental uniforme, que abarque la concesión de licencias, el abandono de pozos y las responsabilidades ambientales, para garantizar una gestión responsable y sostenible en el sector de los hidrocarburos.

Marcos Regulatorios Especiales para el Acceso al Mercado de Divisas

Para más información, véase la sección "CONTROLES CAMBIARIOS - Disposiciones específicas para ingresos de mercados de divisas extranjeros".

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.

Se ha establecido una administración aplicable al gobierno argentino 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 declara una política pública prioritaria nacional para la gestión sostenible de los recursos utilizados por los organismos públicos nacionales. Dichas prácticas prevén la gestión eficiente de: electricidad; 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 de Argentina 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 Convención Marco de las NU sobre el Cambio Climático ("<u>CMNUCC</u>") y Parte del Acuerdo de París, Argentina se ha comprometido a presentar sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional ("<u>NDC</u>", 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 (MtCO2e) 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 Argentina, 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.

Marco normativo argentino en relación con el cambio climático

La 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"). El Protocolo de Kioto, que se ocupa de la reducción de ciertas emisiones de 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 NU 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 en implementar políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que puedan prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático.

Además, se creó el Registro de Proyectos de Mitigación del Cambio Climático de Argentina (Resolución Nacional No. 363/2021 del Ministerio de Medio Ambiente Argentino). Asimismo, la SdE ha

establecido el "Programa Nacional de Medición y Reducción de Emisiones Fugitivas de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos" (Resolución No. 970/2023); el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable de Argentina aprobó el "Segundo Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático" (Resolución No. 146/2023); la SdE aprobó el "Plan Nacional de Transición Energética al 2030" (Resolución No. 517/2023) y los "Lineamientos y escenarios para la Transición Energética al 2050" (Resolución No. 518/2023).

Además, la Resolución No. 23/2023, emitida por el antiguo Secretario del Medio Ambiente de Argentina, aprobó la Guía para la Elaboración de Estudios de Impacto Ambiental que incorpora el problema del cambio climático y la Guía de Participación Pública en la Evaluación Ambiental. La implementación de estas guías es voluntaria.

Según la Ley No. 27,191, antes del 31 de diciembre de 2017, el 8% de la electricidad 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 2021; (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 2024, la electricidad originada en fuentes renovables representaba el 16.3% de la demanda total según los datos difundidos por CAMMESA.

A nivel provincial, Neuquén ha aprobado la Ley Provincial No. 3454 de agosto de 2024 (Decreto No. 1039/2024), que establece los principios y estrategias correspondientes a las políticas públicas para el cambio climático. Su objetivo principal es fomentar y promover un modelo de desarrollo sostenible, la transición a las energías renovables, el desarrollo científico y tecnológico y la participación de los ciudadanos, las empresas privadas y las organizaciones no gubernamentales.

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 es el número vigésimo primero en reservas de petróleo. México cuenta con importantes recursos de hidrocarburos, con reservas estimadas de petróleo y gas desarrolladas y no desarrolladas de 8.4Bnboe, y reservas 3P de 23.1 Bnboe, en cada caso a partir del 31 de diciembre de 2023, según la CNH existen múltiples formaciones para desarrollar campos productivos.

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.

Reservas Mexicanas de Petróleo y Gas al 31 de diciembre de 2024 (Bnboe)

		Res	ervas
	Producción acumulada ⁽¹⁾	1P	3P
Cuenca Geológica			
Sureste	89.6	6.0	14.0
Tampico Misantla	5.9	0.9	5.1
Burgos	0.1	0.1	0.4
Veracruz	0.7	0.9	2.2
Sabinas	0.1	0.0	0.0
Otros (2)	0.0	0.0	0.0

Reservas Mexicanas de Petróleo y Gas al 31 de diciembre de 2024

		Res	Reservas		
	Producción acumulada ⁽¹⁾	1P	3P		
Cuenca Geológica Aguas profundas	0.0	0.4	1.4		
Total Mexico	96.5	8.4	23.1		

- 1) Información al 31 de diciembre de 2024
- 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 Bnbbl de petróleo

Múltiples formaciones de E&P por cuencas



Fuente: EIA.

Hubo cuatro formas principales para que las empresas privadas inviertan en el sector de E&P en México: contratos de E&P, las asociaciones (*farm-outs*) de Pemex y contratos de servicios de E&P, y contratos de servicios integrados de exploración y extracción ("CSIEE").

La CNH tenía derecho de adjudicar Contratos E&P, para lo cual se establecieron requisitos de precalificación, incluyendo capacidades operativas, técnicas, financieras y legales. El proceso de licitación es realizado por un comité de miembros de la CNH. Dichas ofertas se suspendieron a finales del 2018.

En octubre de 2021, el gobierno mexicano presentó el Plan Quinquenal para 2020-2024, de acuerdo con el cual la administración anterior determinó que no realizaría nuevas licitaciones para adjudicar áreas contractuales para actividades de E&P hasta que los contratos actuales demostraran ser productivos. La actual administración ha mantenido públicamente su postura de no reanudar las licitaciones de CNH.

Las explotaciones agrarias (farm-outs) fueron un mecanismo por el cual Pemex, como titular de una licencia, cedió a un tercero una participación de la licencia a través de un proceso de licitación liderado por la CNH en colaboración con Pemex. Pemex utilizó los farm-outs para asociarse con operadores internacionales de exploración y producción que cuentan con los recursos financieros y la experiencia para acelerar el desarrollo y extraer valor de su base de activos de hidrocarburos. La actual administración ha mantenido públicamente su postura de no reanudar las licitaciones de farm-out.

En cuanto a las migraciones de los contratos de servicios de E&P, Pemex tenía derecho de migrar los contratos existentes de servicios de E&P integrados de petróleo y gas, a acuerdos o licencias de producción compartida, para continuar impulsando la inversión en el sector de E&P, transformando la relación con Pemex de un modelo de contratista de servicios, a una empresa o colaboración conjunta (*joint venture*). Estos contratos fueron firmados por Pemex y empresas privadas antes de la reforma energética, bajo la presidencia de Peña Nieto. La última migración de contratos de servicios de E&P tuvo lugar en 2018. No hubo migraciones durante el último mandato presidencial, en el que Pemex se centró principalmente en la adjudicación de unos pocos contratos de CSIEE.

La actual administración, encabezada por la presidenta Claudia Sheinbaum desde el 1 de octubre de 2024, ha priorizado las actividades económicas en energía y desarrollo sustentable. En enero de 2025 se celebraron foros de consulta ciudadana para contribuir a la construcción del Plan Nacional de Desarrollo 2025-2030, que fue presentado por la presidenta Sheinbaum a la Cámara de Diputados de México para su aprobación el 28 de febrero de 2025. El plan establece que el objetivo fundamental de la producción de petróleo a través de Pemex, fijado en 1.8 millones de barriles diarios, seguirá siendo el consumo interno. Una de las principales estrategias del plan es aumentar las reservas de hidrocarburos de manera sustentable a través de proyectos estratégicos de E&P. Una vez publicado, este plan, junto con el anunciado Plan de Trabajo de Pemex 2025-2030, aclarará aspectos clave de la postura del actual gobierno sobre las actividades de E&P.

Para mayor información, véase la - PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Panorama de la industria del petróleo y gas en México – Marco Regulatorio de petróleo y gas en México".

Marco regulatorio de petróleo y gas en México

Upstream and Downstream

En 2013, la Constitución Política de México fue reformada 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 2014, el Congreso Mexicano aprobó leyes secundarias para implementar las reformas constitucionales. Estas reformas permitían al gobierno mexicano otorgar contratos a entidades del sector privado en el sector de producción (*upstream*) a través de licitaciones públicas. Estas reformas también permitían que las entidades del sector privado obtuvieran permisos para el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos.

La legislación promulgada en 2014 incluye la Ley de Hidrocarburos, que preservaba el concepto de propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras éstos se encuentren en el subsuelo, pero permitía a las empresas privadas obtener la propiedad de los hidrocarburos una vez que eran extraídos. La Ley de Hidrocarburos de México permitía 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 podían importar o exportar hidrocarburos sujetos a un permiso otorgado por la SENER.

Sin embargo, el 31 de octubre de 2024 se publicó en el Diario Oficial de la Federación de México una reforma constitucional que redefine la naturaleza y el papel de Pemex y CFE, fortalece el control estatal sobre el sector energético y orienta sus operaciones hacia el servicio público y el bienestar social.

Adicionalmente el 20 de diciembre de 2024, se publicó una reforma constitucional en el Diario Oficial de la Federación de México, en términos de simplificación orgánica, que prevé la disolución de varias entidades, entre ellas la COFECE, la CRE y la CNH. Para más información, véase la sección "FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentino y mexicano - 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."

Por último, el 18 de marzo de 2025, el Congreso Mexicano promulgó nueva legislación secundaria aplicable al sector energético, derogando y sustituyendo la Ley de Hidrocarburos de México y varios otros estatutos o normativas federales. Para obtener más información, véase más adelante la sección "Reforma Energética 2025".

Certificación de Reservas y Recursos en México

El 13 de agosto de 2015, la CNH publicó un conjunto de lineamientos que rigen la valuación y certificación de las reservas de México y los recursos contingentes relacionados. Los 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.

Compañía petrolera estatal

Como consecuencia de la reforma energética promovida por el presidente Peña Nieto, Pemex se transformó de un organismo público descentralizado a una Empresa Productiva del Estado el 7 de octubre de 2014. Sin embargo, tras la promulgación de la Reforma Energética 2025, el estatus de Pemex cambió de empresa productiva paraestatal a empresa pública paraestatal, sectorizada bajo la SENER. En consecuencia de lo anterior, Pemex seguirá siendo propiedad del gobierno mexicano en su totalidad. Además, la Reforma Energética 2025 incluyó la expedición de una nueva ley que rige a Pemex (es decir, la Ley de la Empresa Pública, Petróleos Mexicanos). Por último, como resultado de la Reforma Energética 2025, las subsidiarias productivas de Pemex, incluyendo Pemex-Exploración y Producción, fueron disueltas y fusionadas en una sola Pemex por ministerio de ley.

Reforma Energética 2025

El 18 de marzo de 2025, el gobierno mexicano promulgó la "Reforme Energética 2025", que comprende la nueva legislación correspondiente a: (i) la Ley de la Empresa Pública del Estado para CFE; (ii) la Ley de la Empresa Pública del Estado para Pemex; (iii) la Ley del Sector Eléctrico; (iv) la Ley del Sector de Hidrocarburos; (v) la Ley de Planificación y Transición Energética; (vi) la Ley de Biocombustibles; (vii) la Ley Geotérmica; y (viii) la Ley de la Comisión Federal de Electricidad. Además, las modificaciones a: (a) la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, (b) la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y (c) la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

La Reforma Energética 2025 modificó el marco regulatorio de los sectores de hidrocarburos y electricidad. Fortalece a las empresas estatales, reorganiza las estructuras administrativas, promueve la autosuficiencia energética y apoya la transición a las energías renovables.

Además, la Reforma Energética 2025 implementa un nuevo marco regulatorio para CFE y Pemex para alinearse con su estatus constitucional revisado como empresas públicas estatales. Incluye disposiciones especiales abordando sus presupuestos, deudas, subsidiarias y afiliadas, sostenibilidad y prácticas de contratación. La Reforma Energética 2025 estipula que las actividades de la CFE y Pemex no se considerarán monopólicas y exige la implementación de medidas de austeridad, incluyendo la implementación de directrices y programas de ejecución con objetivos anuales, mecanismos de financiación y participación del sector privado, a través de nuevas regulaciones sobre los planes de desarrollo. En línea con lo anterior, Pemex no estará sujeta a las obligaciones de acceso abierto que se aplican a la industria *midstream* mexicana ni a las obligaciones de desagregación aplicables.

La Reforma Energética 2025 establece que la exploración y extracción de hidrocarburos se desarrollará bajo tres esquemas. En primer lugar, las asignaciones para desarrollo propio, que serán propiedad exclusiva de Pemex y bajo las cuales Pemex será el único operador de las mismas. No obstante, Pemex podrá celebrar contratos de prestación de servicios con terceros, siempre que dichos contratos se realicen bajo esquemas que busquen la mayor productividad y rentabilidad, y que la contraprestación sea pagadera en efectivo. En segundo lugar, la SENER podrá otorgar asignaciones para desarrollo mixto. Este plan permite asociaciones de inversión privada en proyectos dirigidos por Pemex, en los que debe mantener al menos un 40% de participación. Las empresas privadas pueden aportar conocimientos técnicos, operativos o financieros y deberá asumir la operación del proyecto. En virtud de estos planes, las empresas privadas pueden recuperar hasta el 30% de los costos - o hasta el 40% en casos excepcionales, sujeto a la aprobación del consejo de administración de Pemex y de la SENER - y pueden participar en hasta el 60% de los ingresos, la producción o los beneficios del proyecto, asumiendo al mismo tiempo parte de los riesgos asociados. Tercero, en caso de que Pemex no quiera o no pueda llevar a cabo el desarrollo de hidrocarburos bajo los planes antes mencionados, la SENER podrá, de manera excepcional, celebrar Contratos de E&P. Este esquema estará sujeto a la emisión de bases de licitación por parte de la SENER. Dichos contratos podrán ser de servicios, de producción compartida, de utilidad compartida o de licencia.

Además, la Reforma Energética 2025 subraya la importancia de la seguridad energética nacional, el bienestar público y la sostenibilidad de los recursos, posicionando a CFE y Pemex como garantes clave de la producción de energía. Sin embargo, hasta que se promulgue esta legislación secundaria correspondiente, el impacto total en la industria del petróleo y el gas sigue siendo incierto.

La Reforma Energética 2025 ha implicado una reorganización administrativa mediante la cual las funciones de la CNH y la CRE han sido transferidas a la SENER y a una autoridad de nueva creación, la CNE. En este sentido, cabe destacar que la SENER será la autoridad que ejerza las funciones regulatorias sobre el sector E&P. A manera de ejemplo, las autorizaciones para prospección y exploración de

hidrocarburos requerirán la aprobación previa de la SENER. Asimismo, la SENER aprobará la modificación, cancelación y terminación de los Contratos de E&P y los planes de exploración y desarrollo correspondientes.

En particular, la Reforma Energética 2025 incluye la creación del Consejo de Planeación Energética, la cual será responsable de la planeación vinculante y ordenada, de apoyar la transición energética y fomentar prácticas energéticas sustentables. También contempla la elaboración de un programa sectorial de energía, un plan de transición energética y planes específicos de desarrollo para los sectores eléctrico y de hidrocarburos.

Finalmente, de acuerdo con las disposiciones transitorias de la Reforma Energética 2025, las disposiciones administrativas emitidas previamente por la CRE y la CNH seguirán vigentes en la medida en que no entren en conflicto con las nuevas leyes. Las regulaciones bajo la nueva Ley del Sector de Hidrocarburos mexicana se emitirán dentro de seis meses, durante ese plazo, el marco regulatorio existente permanecerá en vigor. Los contratos de E&P deberán continuar regidos bajo sus términos y condiciones originales, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en el momento de su otorgamiento. Los permisos y autorizaciones previamente emitidos por la CNH, la CRE y la SENER deberán mantenerse válidos bajo los términos y condiciones bajo los cuales fueron emitidos.

Transporte

Antes de la reforma energética del presidente Peña Nieto, Pemex tenía exclusividad en ciertas actividades como el procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de productos derivados del petróleo. La reforma energética antes mencionada permitió la participación del sector privado en la construcción y operación de las instalaciones de almacenamiento y transporte de productos petroleros. En este sentido, las actividades de transporte requerían un permiso expedido por la CRE y estaban sujetas a los principios de acceso abierto. De conformidad con la Reforma Energética 2025, la CNE expedirá los permisos de transporte correspondientes y las obligaciones de acceso abierto seguirán vigentes y aplicables a los transportistas, con excepción de Pemex. Además, la Reforma Energética 2025 establece que la creación de nuevos sistemas integrados de almacenamiento y transporte o la adición de nueva infraestructura a los mismos darán prioridad a Pemex en la asignación de capacidad.

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. No obstante, actualmente, los precios de venta de la gasolina y el diésel se han liberalizado completamente y están determinados por el mercado. Sin embargo, a finales de febrero de 2025, la administración de la presidenta Claudia Sheinbaum firmó un acuerdo voluntario con los propietarios de gasolineras de México para limitar el precio de la gasolina regular a 24 pesos por litro durante un período inicial de seis meses. Esta medida tenía por objeto reducir las presiones financieras sobre los consumidores. Dicho acuerdo excluye las regiones fronterizas debido a sus estructuras de costes e incentivos fiscales únicos.

La importación y exportación de productos derivados del petróleo, petroquímicos e hidrocarburos, así como su comercialización dentro del territorio mexicano, son actividades reguladas sujetas a permisos emitidos por la SENER y anteriormente por la CRE, respectivamente. De acuerdo con la Reforma Energética 2025, las funciones de la CRE han sido asumidas parcialmente por la SENER, mientras que varias responsabilidades relacionadas con el sector *downstream* han sido transferidas a la recién creada Comisión Nacional de Energía de México. Actualmente, en todos los proyectos *onshore*, los operadores privados venden toda su producción de hidrocarburos a nivel nacional a Pemex.

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 \$68 millones de Pesos a partir de 2025. Este régimen de responsabilidad es independiente de los regímenes de responsabilidad administrativa, civil o penal, aplicables de acuerdo con la conducta realizada.

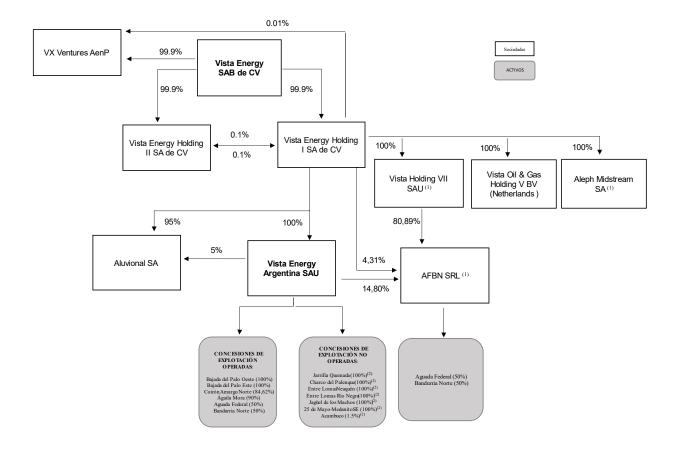
La responsabilidad ambiental puede atribuirse a una entidad por la conducta llevada a cabo, ya sea por sus representantes, gerentes, directores, empleados o funcionarios que están directamente involucrados en las operaciones. El plazo de prescripción para reclamar la responsabilidad ambiental es de 12 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.

Reforma Judicial en México

El 15 de septiembre de 2024, se publicó en el Diario Oficial de la Federación de México una reforma constitucional que introduce cambios significativos en el sistema judicial de México. La reforma exige la elección popular de jueces, magistrados y magistrados del Tribunal Supremo. Se ha enfrentado a una fuerte oposición del poder judicial, lo que ha provocado huelgas en todo el país desde el 19 de agosto de 2024 hasta el 30 de octubre de 2024. Estas interrupciones han afectado a los procedimientos judiciales, lo que podría provocar retrasos en los litigios y la resolución de controversias. Para más información, véase la sección "FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentino y mexicano - 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".

Estructura organizacional

El siguiente diagrama muestra nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2024.



- (1) A la fecha de este Reporte Anual, AFBN, Aleph Midstream, y Vista Holding VII, S.A.U., están en proceso de fusionarse a nuestra subsidiaria Vista Argentina. Para mayor información sobre la fusión, véase la sección "Información de la Compañía – Eventos significativos del 2024 - Reorganización Corporativa".
- (2) Activos transferidos a Aconcagua, efectivo al 1 de marzo de 2023.

Propiedad, planta y equipo

Contamos tanto con activos de nuestra propiedad, como con activos arrendados, pero ninguno de estos tipos de tenencia tiene un carácter significativo para nosotros en lo individual. La mayor parte 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, los estados (federales o locales) son propietarios exclusivos de todos los recursos de hidrocarburos ubicados en el país y cuentan 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, las Provincias son propietarias exclusivas de la totalidad de los recursos de hidrocarburos *onshore* y cuentan con plenas facultades para establecer los derechos, regalías o compensaciones pagaderos por los inversionistas privados a cambio de derechos de exploración o producción de cualesquiera reservas de hidrocarburos. Las provincias otorgan estos derechos a través de concesiones de explotación. En México, previo a la reforma energética de 2025, la nación llevó a cabo la exploración y extracción de hidrocarburos mediante el otorgamiento de asignaciones a entidades públicas del estado, o mediante la celebración de contratos de Ë&P con entidades públicas del estado o particulares, en este último caso ya sea por sí mismos o como miembros de un consorcio. Con la implementación de la

Reforma Energética 2025, el Estado mexicano podrá llevar a cabo actividades de E&P a través de asignaciones para desarrollo propio o asignaciones para desarrollo mixto otorgadas a Pemex, o, de manera excepcional, a través de contratos de E&P adjudicados mediante un proceso de licitación pública llevado a cabo por la SENER. Las asignaciones y los contratos de E&P se rigen por distintos regímenes jurídicos. Para mayor información, consulte - PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio de petróleo y gas en Argentina" y PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio de petróleo y gas en México"

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 difieren 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 al negocio de exploración y producción de petróleo y gas. Nuestras operaciones de petróleo y gas generan ingresos principalmente a través de la producción y venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, las ventas de petróleo representaron el 95.5% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 4.3% y las ventas de NGL el 0.2%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, las ventas de petróleo representaron el 93.9% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 5.8% y las ventas de NGL el 0.3% de nuestros ingresos totales. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, las ventas de petróleo representaron el 93.7% de nuestros ingresos totales, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 5.8% y las ventas de NGL el 0.5%. Durante los periodos de 2024, 2023 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 grupo de pozos, 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 de petróleo shale en acres en Vaca Muerta. 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 consumar con éxito las adquisiciones.

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos tales como la demanda doméstica e internacional, 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.

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 2024, los volúmenes de producción históricos y demás datos de operación relevantes incluidos a continuación fueron calculados considerando el porcentaje de las participaciones respectivas. Las regalías por pagarse a las provincias no se han deducido 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 provincias 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	Año terminado el 31 de	Año terminado el 31 de
	diciembre de	diciembre de	diciembre de
	2024	2023	2022
Volúmenes de Producción Brutos ⁽¹⁾ :			
Petróleo (MMbbl)	22.1	15.8	14.6
Argentina	21.9	15.6	14.4
■ México	0.2	0.2	0.2
Gas natural (Bncf)	18.4	15.2	16.5
Argentina	18.3	15.1	16.5
■ México	0.0	0.1	0
Líquidos del Gas Natural (MMboe)	0.1	0.2	0.2
■ Argentina	0.1	0.2	0.2
■ México	0.0	0	0
Total (Mmboe)	25.5	18.7	17.7
Argentina	25.3	18.4	17.5
■ México	0.2	0.2	0.2
Producción promedio neta diaria (boe/d)	69,660	51,149	48,560
■ Argentina	69,046	50,488	48,087
■ México	615	661	473
Precio promedio de venta efectivo:			
Petróleo (US\$/bbl)	69.2	66.7	72.3
Gas natural (US\$/MMbtu)	3.2	3.5	4.0
Líquidos del Gas Natural (US\$/tn)	324.4	351.3	377
Precio promedio de venta efectivo (US\$/boe)	61.4	58.4	63.7
Costo unitario promedio (US\$/boe) ⁽²⁾ :			
Costos operativos	4.6	5.1	7.5
Regalías ⁽³	7.2	6.9	8.2
Depreciación, deterioro y amortización	17.2	14.8	13.3

Otra información (en miles de US\$):

Costos operativos	116,526	94,685	133,385
Regalías ⁽³⁾	184,441	128,723	144,837
Depreciación, agotamiento y amortización	437,699	276,430	234,862

⁽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.

La siguiente tabla destaca ciertos datos operativos hasta el final del cuarto trimestre de 2024:

	Periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2024	Periodo de tres meses terminado el 30 de septiembre de 2024	Periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2024	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2024
Precio promedio del petróleo Brent (US\$/bbl) ⁽¹⁾	74.0	78.5	85.0	81.8
Precio promedio del petróleo crudo Medanito (US\$/bbl) ⁽²	66.9	70.3	69.4	67.0
Precio promedio del gas natural (US\$/MMBtu)(3)	2.7	3.8	3.4	2.7
Volúmenes de producción netos:				
Petróleo (MMbbl)	6.76	5.84	5.21	4.30
Gas Natural (Bncf)	5.87	4.60	4.06	3.85
NGL (Mmboe)	0.04	0.04	0.01	0.02
Total (Mmboe)	7.85	6.70	5.94	5.01
Precio de venta realizado promedio:				
Petróleo (US\$/bbl)	67.1	68.4	71.8	70.3
Gas Natural(US\$/MMBtu)	2.3	3.8	3.9	2.8
NGL (US\$/bbl)	360	315	299	236
Lifting cost (US\$/boe)	4.7	4.7	4.5	4.3
Número de pozos convencionales perforados como operador	0	0	0	0
Número de pozos no convencionales perforados como operador	13	12	14	11
Ingresos por contratos con clientes	471,318	462,383	396,715	317,352

⁽¹⁾ Fuente: Bloomberg.

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) dinámica de precios y regulación;

⁽²⁾ Calculamos los costos unitarios promedio por boe dividiendo los costos de operación, regalías o depreciación, agotamiento y amortización para el periodo correspondiente, por la producción promedio diaria multiplicada por los días de cada periodo (365 para 2022, 365 días de 2023 y 366 para 2024).

⁽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 petróleo crudo, gas natural y gas licuado a la boca del pozo.

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

⁽³⁾ Fuente: SdE y tipo de cambio Peso Argentino/Dólar conforme a la Comunicación "A" 3500 del BCRA.

- (iii) las regulaciones de exportación de hidrocarburos establecidas por los gobiernos argentino y mexicano y los requisitos de suministro interno;
- (iv) los precios nacionales e internacionales del petróleo crudo y los productos de petróleo;
- (v) el descuento de los precios de nuestra producción de petróleo para igualarlos a los precios de mercado;
- (vi) nuestros gastos de capital y la disponibilidad de financiamiento;
- (vii) la dinámica de la cadena de suministro y los aumentos de los costos;
- (viii) la demanda de hidrocarburos en el mercado;
- (ix) los riesgos operativos, las huelgas y otros tipos de manifestaciones públicas;
- (x) los impuestos, incluyendo los impuestos a la exportación;
- (xi) regulaciones sobre los movimientos del capital;
- (xii) los tipos de cambio;
- (xiii) las tasas de interés; y
- (xiv) cambios en la demanda de productos de hidrocarburos y servicios relacionados como consecuencia de tendencias globales como conflictos, pandemias y comportamiento de los consumidores.

Descubrimiento y explotación de reservas

Nuestros resultados de operación dependen en gran medida de nuestro nivel de éxito en las campañas de desarrollo de nuestra superficie en acres de petróleo *shale*. Aunque contamos con reportes geológicos sobre ciertas Reservas Probadas, 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 o evaluaciones en superficie no desarrollada 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 parcialmente 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 nuestra capacidad de 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 y a posibles oportunidades de adquisición, así como de acelerar el ritmo de nuestras operaciones actuales, lo que en todos los casos daría lugar a un aumento potencial en 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 nuestro capital no alcance los niveles esperados. Además, nos enfocamos en diversos factores al analizar nuevas inversiones en nuestros

bloques como posibles adquisiciones. 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, recopilación y tratamiento en las áreas en las que operamos, y de la expansión de la capacidad de *midstream* para llevar la producción de hidrocarburos a nuestros clientes. Los precios, junto con la disponibilidad de equipos e infraestructuras, con su correspondiente mantenimiento, afectan a nuestra capacidad de seguir nuestro plan de inversiones para explotar nuestro negocio y, por tanto, a nuestros resultados de explotación y situación financiera. Véanse las secciones "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Panorama General - Transporte y tratamiento" de este Reporte Anual.

Obligaciones contractuales

Las concesiones no convencionales tienen una vigencia de 35 años según la Ley de Hidrocarburos de Argentina. Para mantener nuestros derechos de explotación otorgados por el poder ejecutivo provincial, estamos obligados a cumplir con ciertos compromisos de inversión, normalmente relacionados con la perforación y terminación de pozos nuevos según un proyecto piloto aprobado por el poder ejecutivo provincial. Estos pilotos deben ejecutarse dentro de un plazo fijo, normalmente entre tres y cinco años. Los gastos de explotación y mantenimiento pueden aumentar significativamente debido a condiciones adversas del mercado local o internacional, como una recesión local, la volatilidad de los tipos de cambio o los elevados gastos de financiación, lo que podría dificultar nuestra capacidad para cumplir estos compromisos de inversión en el plazo acordado en condiciones comercialmente razonables, o para cumplirlos en absoluto. Un incumplimiento sustancial e injustificado de dichos compromisos de inversión podría, en última instancia, conducir a la pérdida de nuestros derechos de explotación, con la declaración de caducidad de la concesión por parte del poder ejecutivo provincial, lo que podría afectar materialmente a nuestra capacidad de hacer crecer nuestro negocio.

Las economías argentina y mexicana

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:

	2024	2023	2022	2021	2020
PIB real (% de cambio) (1)	(1.7)	(1.6)	5.3	10.4	(9.9)
PIB nominal (en millones de AR\$) ⁽¹⁾	579,245,803	191,404,997	82,650,240	46,687,236	27,021,238

Variaciones en el IPC (en %)(1)	117.8	211.4	94.8	50.9	36.1
Tipo de cambio nominal (en AR\$/US\$ al cierre del periodo) (2)	1,032.5	808.5	177.1	102.8	84.1

⁽¹⁾ 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 la economía y entornos regulatorios argentino y mexicano".

Tipos de cambio

Las siguientes tablas muestran, para los periodos indicados, cierta información relativa a los tipos de cambio del Peso Argentino al Dólar estadounidense, expresados en Pesos argentinos nominales por Dólar estadounidense (de acuerdo con el precio de demanda publicado por el BCRA).

·	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del ejercicio
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
Año de terminado el 31 de diciembre de 2023	295.2	808.5
Año de terminado el 31 de diciembre de 2024	916.3	1,032.5
Mes terminado el 31 de septiembre de 2024	961.8	970.9
Mes terminado el 31 de octubre de 2024	981.6	990.8
Mes terminado el 30 de noviembre de 2024	1,001.8	1,011.8
Mes terminado el 31 de diciembre de 2024	1,020.7	1,032.5
Mes terminado el 31 de enero de 2025	1,043.6	1,053.5
Mes terminado el 28 de febrero de 2025	1,058.5	1,064.4
Mes terminado el 31 de marzo de 2025	1,069.0	1,073.9

⁽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 del Peso Mexicano a Dólares, expresados en pesos mexicanos nominales por Dólar estadounidense (precio para liquidar obligaciones publicado por el Banco de México).

⁽²⁾ Fuente: Datos de acuerdo con el tipo de cambio establecido en la Comunicación "A" 3.500 emitida por el BCRA.

	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del ejercicio
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
Año de terminado el 31 de diciembre de 2023	17.7	17.0
Año de terminado el 31 de diciembre de 2024	18.3	20.3
Mes terminado el 30 de septiembre de 2024	19.6	19.6
Mes terminado el 31 de octubre de 2024	19.7	20.0
Mes terminado el 30 de noviembre de 2024	20.3	20.4
Mes terminado el 31 de diciembre de 2024	20.3	20.3
Mes terminado el 31 de enero de 2025	20.5	20.6
Mes terminado el 28 de febrero de 2025	20.5	20.4
Mes terminado el 31 de marzo de 2025	20.2	20.3

(1) Refleja la media de los tipos al final del día.

Fuente: 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 15 y 57 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 incremento significativo de la cotización del peso argentino como consecuencia de un descenso del tipo de cambio Peso Argentino/Dólar Estadounidense podría dar lugar a una disminución de los volúmenes de ventas como consecuencia del incremento del precio efectivo en pesos argentinos pagado por nuestros clientes por el gas natural y el petróleo crudo. Estamos expuestos al riesgo de que los compradores de nuestro gas natural y petróleo crudo no puedan pagar las cantidades que nos adeudan como consecuencia de una devaluación material del peso argentino.

Controles de cambio de Argentina

A partir del 1º de septiembre de 2019, diferentes gobiernos argentinos 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 en Argentina. Sin embargo, la administración de Javier Milei ha cambiado el programa macroeconómico para centrarse en eliminar el déficit fiscal del gobierno federal y reducir sustancialmente la emisión monetaria. A pesar de que el presidente Milei anunció que los controles de cambio se levantarían a finales de 2025, que es uno de los principales objetivos del gobierno actual, no se ha revelado ningún plan oficial ni calendario para este evento.

El valor del Peso Argentino 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 depreciación 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 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 del 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 – Panorama de la industria del 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 2.4.14.2ª 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 de Argentina, 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 períodos fiscales que se inicien 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 2.4. 14 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 y 2.4.4 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. Después de la caída del peso del petróleo durante la pandemia de COVID-19, los precios globales del petróleo volvieron a los niveles previos a la pandemia a principios de 2022. En el primer semestre de 2022, los precios del petróleo crudo Brent aumentaron, impulsados por el conflicto entre Rusia y Ucrania, el cual

provocó sanciones de algunos países, incluyendo Estados Unidos y países miembros de la Unión Europea. Estas sanciones generaron preocupaciones sobre el suministro mundial de energía, ya que Rusia era el tercer mayor productor de petróleo del mundo y el mayor exportador. Como resultado, los precios generales del petróleo crudo Brent pasaron de US\$77.8/bbl el 31 de diciembre de 2021 a US\$85.9/bbl el 31 de diciembre de 2023 con un promedio anual de US\$99.0\$/bbl para el año 2022, representando un incremento del 39% año tras año.

En 2023, el crecimiento de la demanda de petróleo fue menor de lo esperado debido al menor crecimiento económico y al aumento de las tasas de interés, lo que provocó una caída de los precios del petróleo crudo Brent de US\$85.9/bbl el 31 de diciembre de 2022, a US\$77.0 el 31 de diciembre de 2023, con una media anual de US\$82.3, representando un descenso interanual del 17%.

Durante 2024, el crecimiento de la demanda de petróleo se mantuvo por debajo de las expectativas. Esto, junto con un mayor crecimiento de la oferta no perteneciente a la OPEP, contribuyó a un nuevo descenso de los precios del petróleo crudo Brent de US\$77.0/bbl el 31 de diciembre de 2023 a US\$74.6/bbl el 31 de diciembre de 2024, con un promedio anual de US\$79.8/bbl, representando una disminución del 3% interanual.

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, 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 la totalidad del aumento en los precios internacionales del petróleo. Durante 2022, el precio promedio anual del petróleo crudo Brent se situó en US\$99.0/bbl, y nuestro precio promedio de realización fue de US\$72.3/bbl, un 27% por debajo del promedio anual del precio de petróleo crudo Brent y un 22% por debajo de la paridad de exportación para el precio del petróleo Medanito, el cual se mantuvo en US\$92.7/bbl. Durante 2023, el precio promedio anual del crudo Brent se situó en US\$82.3/bbl, y nuestro precio promedio de realización fue de US\$66.7/bbl, un 19% por debajo del promedio anual del crudo Brent y un 7% por debajo de la paridad de exportación para el precio del petróleo Medanito, el cual se mantuvo en US\$72.0/bbl. Durante 2024, la diferencia entre nuestro promedio de precios realizados y paridad de exportación de petróleo Medanito se redujo a 2%.

El precio del gas natural en Argentina se ha visto regulado por una serie de medidas gubernamentales diseñadas para garantizar el abasto interno a precios accesibles para consumidores finales. En consecuencia, los productores de gas tienen la opción de vender gas natural para la distribución a compañías dentro de los requerimientos del mercado regulado, a los precios establecidos por las autoridades competentes. Al 31 de diciembre de 2024, vendimos 9.0 millones MMBtu al mercado interno regulado, bajo el Plan GasAr. Véase en la sección "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco regulatorio del petróleo y gas en Argentina - Plan GasAr". De lo contrario, los productores de gas también pueden (o únicamente) 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

retrasado respecto de los precios vigentes en el mercado desregulado y en los precios de los mercados regionales. No obstante, esto se ha revertido durante 2023 y 2024. En 2024, cuando nuestro precio promedio de realización en el mercado regulado (es decir, Plan GasAr) fue de US\$3.3/MMBtu y nuestro precio promedio en el mercado interno desregulado (es decir, ventas a clientes industriales) fue de US\$1.9/MMBtu.

La siguiente tabla muestra las tendencias de los precios promedio del petróleo crudo y el gas natural en Dólares durante los periodos indicados:

		2	2024		2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
·	T4	T3	T2	T1							
Precio promedio del petróleo crudo Brent (US\$/bbl) ⁽¹⁾	74.0	78.5	85.0	81.8	82.3	99.0	71.0	43.2	43.2	71.7	54.7
Precio promedio de petróleo crudo tipo Medanito (U\$S/ bbl) ⁽²⁾	66.9	70.3	69.4	67.0	60.8	67.1	53.1	40.6	54.0	65.0	56.5
Precio promedio del gas natural (por MMBtu) ⁽³⁾	2.7	3.8	3.4	2.7	3.4	3.2	2.9	2.3	3.4	4.4	3.8

⁽¹⁾ Fuente: Bloomberg.

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.

Resultados Operativos

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 2024 comparado con el año terminado el 31 de diciembre de 2023

	Año finalizado el 31 de 2024		Año finalizado el 31 de diciembre de 2023		
	(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	1,647,768	100%	1,168,774	100%	
Costo de ventas:	(830,025)	(50)%	(577,525)	(49)%	
Utilidad bruta	817,743	50%	591,249	51%	
Gastos de ventas	(140,334)	(9)%	(68,792)	(6)%	
Gastos generales y de administración	(108,954)	(7)%	(70,483)	(6)%	
Gastos de exploración	(138)	(0)%	(16)	(0)%	

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

⁽³⁾ Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina y tipo de cambio US\$/AR\$ según Comunicación "A" 3500 del BCRA.

Otros ingresos operativos	54,127	3%	203,812	17%
Otros gastos operativos	(1,261)	0%	302	0%
Reversión (Deterioro) de activos de larga duración	4,207	0%	(24,585)	(2)%
Utilidad de operación	625,390	38%	631,487	54%
Ingresos por intereses	4,535	0%	1,235	0%
Gastos por intereses	(62,499)	(4)%	(21,879)	(2)%
Otros ingresos (gastos) financieros	23,401	1%	(65,484)	(6)%
Ingresos (gastos) financieros netos	(34,563)	(2)%	(86,128)	(7)%
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	590,827	36%	545,359	47%
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	(426,288)	(26)%	(16,393)	(1)%
(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	312,982	19%	(132,011)	(11)%
(Gasto) de impuesto sobre la renta	(113,306)	(7)%	(148,404)	(13)%
Utilidad para el año	477,521	29%	396,955	34%
Otros ingresos integrales				
Otros ingresos integrales que no deben ser reclasificados a utilidad o (pérdida) en periodos subsecuentes				
Pérdida) ganancia por remedición actuarial relacionada con beneficios de empleados	(10,200)	(1)%	6,565	1%
Beneficio del impuesto sobre la renta diferido (gastos)	3,570	0%	(2,298)	(0)%
Otros ingresos integrales del año	(6,630)	0%	4,267	0%
Total de utilidad integral del año	470,891	29%	401,222	34%
Ganancia por acción				
Básica - (en Dólares por acción)	4.979	N/A	4.237	N/A
Diluida - (en Dólares por acción)	4.633	N/A	4.000	N/A

Ingresos por contratos con clientes

A continuación, se detallan nuestros ingresos por contratos:

Tipo de productos	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Ingresos por ventas de petróleo crudo	1,573,069	1,097,316
Ingresos por ventas de gas natural	71,756	67,290
Ingresos por ventas de GLP	2,943	4,168
Ingresos por contratos con clientes	1,647,768	1,168,774

Los ingresos totales por contratos con clientes aumentaron a US\$1,647.8 millones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024, frente a los US\$1,168.8 millones del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023. Dicho aumento fue originado principalmente por el crecimiento de la producción del petróleo.

Los ingresos de petróleo crudo aumentaron a US\$1,573.1 millones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$1,097.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 lo que representó el 96% y 94% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue principalmente debido a un aumento en el volumen de ventas de petróleo de 39% y un aumento en el precio del petróleo crudo del 4% interanual.

El volumen total de petróleo crudo vendido aumentó a 21.9 MMbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, comparado con 15.7 MMbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, impulsado principalmente por un crecimiento en la producción interanual de 36%, que a su vez se debió a la conexión de 50 pozos de petróleo durante 2024, incrementando el número total acumulado de pozos *shale* ascendiendo a 149 al final de año. Esta actividad impulsó la producción de petróleo, que aumentó un 39% interanual durante 2024.

El precio promedio de venta de petróleo crudo aumentó a US\$69.2/bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con US\$66.7/bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023. Dicho aumento fue impulsado principalmente por un aumento del 12% de los precios nacionales (incluyendo 37% de los volúmenes nacionales vendidos a precio de paridad de exportación, frente al 9% en 2023) y parcialmente compensado por una disminución en los precios de las exportaciones de 2%.

En 2024, se vendieron 10.6 MMbbl de petróleo crudo, es decir, el 49% de los volúmenes totales de petróleo crudo, a los mercados de exportación por un ingreso total de US\$807.5 millones, que, netos de derechos de exportación de US\$59.5 millones, fueron US\$748.0 millones . En 2023, 8.2 MMbbl de petróleo crudo, es decir, el 52% de los volúmenes totales de petróleo crudo, se vendieron a los mercados de exportación por unos ingresos totales de US\$642.2 millones, que, neto de los derechos de exportación de US\$48.4 millones, fueron US\$593.8 millones. Combinando las ventas a los mercados internacionales y nacionales, el 68% de nuestras ventas se realizaron a precios de paridad de exportación, lo que supone un aumento con respecto al 57% de 2023.

Los ingresos de gas natural aumentaron a US\$71.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con los US\$67.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó el 4% y 6% de nuestros ingresos totales provenientes de contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento del 17% en los volúmenes de ventas de gas natural y parcialmente compensado por una disminución en los precios del gas natural del 9%.

El volumen total de gas natural vendido aumentó de 3.9 MMboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con 3.3 MMboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

El precio promedio de venta de gas natural fue de US\$3.2/MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, una disminución del 9% en comparación con US\$3.5/MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023. Dicha disminución fue impulsada principalmente por precios más bajos para los clientes industriales a US\$1.9/MMBtu en 2024, comparado con los US\$2.3/MMBtu en 2023.

Los ingresos de NGL disminuyeron a US\$2.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$4.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó aproximadamente menos del 1% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes durante ambos periodos.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, el 99% de nuestros ingresos fueron generados por nuestras propiedades de petróleo y gas en Argentina, al igual que el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

Costo de Ventas

	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2023
	(en miles de dólares US\$)	
Costos de operación	(116,526)	(94,685)
Fluctuación del inventario de crudo	1,720	(2,058)
Depreciación, agotamiento y amortizaciones	(437,699)	(276,430)
Regalías y otros	(243,950)	(176,813)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales (<i>non cash</i>)	(33,570)	(27,539)
Total de Costo de Ventas	(830,025)	(577,525)

El costo de ventas aumentó a US\$830.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$577.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023. El costo total de las ventas incluyó costos operativos, las fluctuaciones del inventario de crudo, la depreciación, el agotamiento y la amortización, regalías y otras, y otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales (non cash).

Los costos de operación aumentaron a US\$116.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$94.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó el 14% y 16% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Los costos de operación por barril producido disminuyeron a US\$4.6/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, frente a US\$5.1/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Esta disminución se debió principalmente a la dilución de los costos fijos debido al crecimiento de la producción, y parcialmente compensada por la inflación en Dólares que afecta a los gastos denominados en Pesos Argentinos.

La fluctuación de los inventarios de crudo aumentó a una ganancia de US\$1.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con una pérdida de US\$2.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Esto se debió principalmente al aumento de las existencias de crudo al final del periodo.

La depreciación, el agotamiento y la amortización aumentaron a US\$437.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$276.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó el 53% y el 48% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por mayores gastos de capital y producción total en 2024 en comparación con 2023.

Las regalías y otros aumentaron a US\$244.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$176.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó el 29% y 31% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento se debió principalmente por el mencionado aumento de la producción y los precios del crudo.

Los otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales (*non cash*), fueron de US\$33.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, frente a los US\$27.5 millones del ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2023, lo cual representó el 4 y 5% de nuestro costo total de ventas respectivamente. Estos activos no monetarios se relacionaron principalmente con la Operación de Activos Convencionales.

Utilidad bruta

La utilidad bruta aumentó a US\$817.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$591.2 millones durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó el 50% y 51% de nuestros ingresos totales por ventas a clientes, respectivamente.

Gastos de venta

Los gastos de venta aumentaron a US\$140.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$68.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó el 9% y 6% de nuestros ingresos totales por ventas a clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento del 167% en los costos de transporte debido a mayores cantidades en volúmenes de crudo transportados por camión en 2024 en comparación con 2023.

Gastos Generales y Administrativos

Los gastos generales y administrativos aumentaron a US\$109.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$70.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó el 7% y 6% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento del 61% en salarios e impuestos sobre nóminas, un aumento del 51% en pagos basados en acciones y un aumento del 414% en impuestos, tasas y contribuciones, en todos los casos durante 2024 en comparación con 2023.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración aumentaron a US\$0.14 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con US\$0.02 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

Otros ingresos operativos

Los otros ingresos operativos aumentaron a US\$54.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$203.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Esta disminución fue impulsada principalmente por (i) ninguna ganancia relacionada con la Operación de Activos Convencionales en 2024, en comparación con los US\$89.7 millones en 2023, (ii) US\$36.0 millones de menores ganancias del Programa de Aumento de Exportaciones, y (iii) US\$24.4 millones de menores ganancias relacionadas con la ganancia de los Contratos de *Farm-out* con Trafigura.

Otros gastos operativos

Los otros gastos operativos resultaron en una pérdida de US\$1.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con la pérdida de US\$0.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

Deterioro de activos de larga duración

El deterioro del valor de los activos de larga duración resultó en una ganancia de US\$4.2 millones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024, relacionado con la concesión CS-01 en México, frente a una pérdida de US\$24.6 millones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023.

Utilidad de Operación

La utilidad operativa disminuyó a US\$625.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$631.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó el 38% y 54% de nuestros ingresos totales por ventas a clientes, respectivamente.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses aumentaron a US\$4.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$1.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

Gastos por intereses

Los gastos por intereses aumentaron a US\$62.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con US\$21.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Este aumento fue impulsado principalmente por nuevas emisiones de deuda a un tipo de interés más elevado.

Otros Resultados Financieros

Los otros resultados financieros totalizaron una ganancia de US\$23.4 millones por el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con una pérdida de US\$65.5 millones por el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Este cambio fue principalmente impulsado por la nueva medida de los préstamos derivados de los pasivos financieros incurridos en Argentina, ajustados por el UVA, registrado en 2023, y una disminución del 156% en otros resultados financieros, parcialmente compensados por un aumento del 102% en las variaciones netas del tipo de cambio.

Ganancia antes del Impuesto sobre la Renta

La ganancia antes del impuesto sobre la renta fue de US\$590.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación los US\$545.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

Gasto por impuesto sobre la renta

Nuestros gastos por impuesto sobre la renta fueron de US\$113.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con los US\$148.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Este cambio fue impulsado principalmente por un efecto neto de (i) un aumento de los gastos por impuesto sobre la renta corriente de US\$16.4 millones en 2023 a US\$426.3 millones en 2024, y (ii) una disminución en el impuesto sobre la renta diferido, derivado de un gasto de US\$132.0 millones en 2023, para alcanzar una cantidad de US\$312.9 millones en 2024, impulsado principalmente por el ajuste por inflación del impuesto diferido de nuestra principal filial, Vista Argentina, y la depreciación del Peso Argentino con respecto al Dólar que afecta a las deducciones fiscales de activos no monetarios de la Compañía.

Ganancia neta del año

La ganancia neta fue de US\$477.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con US\$397.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

Año terminado el 31 de diciembre de 2023 comparado con el año terminado el 31 de diciembre de 2022

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023		Año finalizado el 31 de diciembre de 2022		
	(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	1,168,774	100%	1,187,660	100%	
Costo de ventas:	(577,525)	(49)%	(557,424)	(47)%	
Utilidad bruta	591,249	51%	630,236	53%	
Gastos de ventas	(68,792)	(6)%	(59,904)	(5)%	
Gastos generales y de administración	(70,483)	(6)%	(63,826)	(5)%	
Gastos de exploración	(16)	(0)%	(736)	(0)%	
Otros ingresos operativos	203,812	17%	26,698	2%	
Otros gastos operativos	302	0%	(3,321)	(0)%	
Reversión (Deterioro) de activos de larga duración	(24,585)	(2)%	-	0%	
Utilidad de operación	631,487	54%	529,147	45%	
Ingresos por intereses	1,235	0%	809	0%	
Gastos por intereses	(21,879)	(2)%	(28,886)	(2)%	
Otros ingresos (gastos) financieros	(65,484)	(6)%	(67,556)	(6)%	
Ingresos (gastos) financieros netos	(86,128)	(7)%	(95,633)	(8)%	
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	545,359	47%	433,514	37%	
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	(16,393)	(1)%	(92,089)	(8)%	
(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	(132,011)	(11)%	(71,890)	(6)%	
(Gasto) de impuesto sobre la renta	(148,404)	(13)%	(163,979)	(14)%	
Utilidad para el año	396,955	34%	269,535	23%	
Otros ingresos integrales Otros ingresos integrales que no deben ser reclasificados a utilidad o (pérdida) en periodos subsecuentes					
(Pérdida) ganancia por remedición actuarial relacionada con beneficios de empleados	6,565	1%	(4,181)	(0)%	
Beneficio del impuesto sobre la renta diferido (gastos)	(2,298)	(0)%	1,463	0%	
Otros ingresos integrales que no deberán ser reclasificados a ingreso o pérdida en años posteriores, netos de impuestos	4,267	0%	(2,718)	(0)%	
Total de utilidad integral del año	401,222	34%	266,817	22%	
Ganancia por acción					
Básica - (en Dólares por acción)	4.237	N/A	3.068	N/A	

Ingresos por contratos con clientes

Diluida - (en Dólares por acción)

4.000

N/A

2.755

N/A

A continuación, se proporciona información detallada sobre nuestros ingresos por contratos con clientes (en miles de Dólares):

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Tipo de productos		
Ingresos por ventas de petróleo crudo	1,097,316	1,113,411
Ingresos por ventas de gas natural	67,290	68,663
Ingresos por ventas de GLP	4,168	5,586
Ingresos por contratos con clientes	1,168,774	1,187,660

Los ingresos totales por contratos con clientes disminuyeron a US\$1,168.8 millones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023, frente a los US\$1,187.7 millones del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022. Dicha disminución fue originada principalmente por una disminución en los precios del petróleo, y parcialmente compensado por el aumento en la producción del petróleo.

Los ingresos de petróleo crudo disminuyeron a US\$1,097.3 millones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$1,113.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 lo que representó el 94% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, durante ambos periodos. Esta disminución fue principalmente debido a una disminución del precio promedio del crudo del 8%, parcialmente compensado por el aumento en el volumen de venta de petróleo crudo del 7% año con año.

El volumen total de petróleo crudo vendido disminuyó a 15.7 MMbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, comparado con 14.8 MMbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, impulsado principalmente por un crecimiento en la producción interanual de 5%, que a su vez se debió a la conexión de 31 pozos de petróleo durante 2023, incrementando el número total de pozos *shale* en producción a 99 al final de año. Esta actividad impulsó la producción de petróleo, que incrementó 8% interanual durante 2023. Sobre una base proforma, ajustada por la transferencia de los activos convencionales a partir del 1 de marzo de 2023, la producción de petróleo creció un 20% interanual durante 2023.

El precio promedio de venta de petróleo crudo disminuyó a US\$66.7/bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$72.3/bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, una disminución que fue impulsada principalmente por un precio más bajo del petróleo crudo Brent, que disminuyó un 17% durante 2023 en comparación con 2022, en promedio.

En 2023, se vendieron 8.2 MMbbl de petróleo crudo, es decir, el 52% de los volúmenes totales de petróleo crudo, a los mercados de exportación por un ingreso total de US\$642.2 millones, que, neto de derechos de exportación de US\$48.4 millones, fueron US\$593.8 millones. En 2022, se vendieron a los mercados de exportación 6.6 MMbbl de petróleo crudo, es decir, el 44% del volumen total de petróleo crudo, con unos ingresos totales de US\$605.0 millones, que, netos de derechos de exportación de US\$45.5 millones, fueron de US\$559.6 millones.

Los ingresos de gas natural disminuyeron a US\$67.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con los US\$68.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó el 6% de nuestros ingresos totales provenientes de contratos con clientes,

durante ambos periodos. Esta disminución fue impulsada principalmente por una disminución en los precios del gas natural, el cual disminuyó 13% durante 2023 comparado con 2022.

El volumen total de gas natural vendido disminuyó de 3.3 MMboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con 3.0 MMboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

El precio promedio de venta de gas natural fue de US\$3.5/MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, una disminución del 13% en comparación con US\$4.0/MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha disminución fue impulsada principalmente por precios bajos a los clientes industriales por US\$2.3/MMBtu durante el 2023, en comparado con US\$3.7/MMBtu en 2022.

Los ingresos de NGL disminuyeron a US\$4.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$5.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó aproximadamente menos del 1% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes durante ambos periodos.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, el 99% de nuestros ingresos fueron generados por nuestras propiedades de petróleo y gas en Argentina, al igual que en 2022.

Costo de Ventas

	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2022
	(en miles de dólares US\$)	
Costos de operación	(94,685)	(133,385)
Fluctuación del inventario de crudo	(2,058)	(500)
Depreciación, agotamiento y amortizaciones	(276,430)	(234,862)
Regalías y otros	(176,813)	(188,677)
Otros costos no erogables en efectivo (<i>non cash</i>) relacionados con la cesión de activos convencionales	(27,539)	-
Total de Costo de Ventas	(577,525)	(557,424)

El costo de ventas aumentó a US\$577.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$557.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. El costo total de las ventas incluyó costos operativos, las fluctuaciones del inventario de crudo, la depreciación, el agotamiento y la amortización, regalías y otras, y otros costos no erogables (*non cash*) relacionados con la cesión de activos convencionales.

Los costos de operación disminuyeron a US\$94.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$133.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó el 16% y 24% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Los costos de operación por barril producido disminuyeron a US\$5.1/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, frente a US\$7.5/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta disminución se debió principalmente a los ahorros generados por la Operación de Activos Convencionales para centrarse completamente en las operaciones de petróleo *shale* a partir del 1 de marzo de 2023, las economías de escala impulsadas por el crecimiento del volumen de producción, y el enfoque en la eficiencia de costos.

La fluctuación de los inventarios de crudo aumentó a US\$2.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$0.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Esto se debió principalmente al decremento de las existencias de crudo al final del periodo.

La depreciación, el agotamiento y la amortización aumentaron a US\$276.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$234.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó el 48% y el 42% 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 2023 comparada con 2022.

Las regalías y otros disminuyeron a US\$176.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$188.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó el 31% y 34% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Esta disminución se debió principalmente por la disminución antes mencionada en los precios reales del petróleo y gas natural.

Otros costos no erogables (*non cash*) relacionados con la cesión de activos convencionales, fueron de US\$27.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, lo cual representó el 5% de nuestro costo total de ventas durante el periodo. Estos activos no monetarios se relacionaron principalmente con la Operación de Activos Convencionales.

Utilidad bruta

La utilidad bruta disminuyó a US\$591.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$630.2 millones durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó el 51% y 53% de nuestros ingresos totales por ventas a clientes, respectivamente.

Gastos de venta

Los gastos de venta aumentaron a US\$68.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$59.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó el 6% y 5% de nuestros ingresos totales por ventas a clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento del 104% en tarifas y compensaciones por servicios, y 15% en transporte, en ambos casos durante 2023 en comparación con 2022.

Gastos Generales y Administrativos

Los gastos generales y administrativos aumentaron a US\$70.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$63.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó el 6% y 5% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento del 40% en pagos basados en acciones, por un 39% de aumento en Beneficios de Empleados y un aumento del 19% en tarifas y compensación por servicios, en todos los casos, durante el 2023 en comparación con 2022.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración disminuyeron a US\$0.02 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$0.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Otros ingresos operativos

Otros ingresos operativos aumentaron a US\$203.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$26.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Este aumento fue impulsado principalmente por las ganancias relacionadas con la Operación de Activos Convencionales y las ganancias relacionadas con la repatriación del 27% de los ingresos de

exportación del cuarto trimestre de 2023 al tipo de cambio contado con liquidación, según la normativa aplicable.

Otros gastos operativos

Otros gastos operativos resultaron en una ganancia de US\$0.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con la pérdida de US\$3.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Deterioro de activos de larga duración

El deterioro de activos de larga duración fue de US\$24.6 millones durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, principalmente relacionado con la concesión CS-01 en México, en comparación con cero durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Utilidad de Operación

La utilidad operativa aumentó a US\$631.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$529.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. lo que representó el 54% y 45% de nuestro costo total de ventas, respectivamente.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses aumentaron a US\$1.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$0.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Gastos por intereses

Los gastos por intereses disminuyeron a US\$21.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$28.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Esta disminución fue impulsada principalmente por nuevas emisiones de deuda a menor tasa de interés.

Otros Resultados Financieros

Los otros resultados financieros totalizaron una pérdida de US\$65.5 millones por el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con una pérdida de US\$67.6 millones por el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Este cambio fue principalmente por una disminución del 183% en el descuento de activos y pasivos a valor actual, una disminución del 210% en las variaciones en el valor razonable de los activos financieros y un 45% en las variaciones netas del tipo de cambio, parcialmente compensado por un aumento del 36% en las revaluaciones de los préstamos originados por pasivos financieros incurridos en Argentina ajustados por el UVA.

Ganancia antes del Impuesto sobre la Renta

La ganancia antes de impuestos sobre la renta fue de US\$545.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con una pérdida de US\$433.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Gasto por impuesto sobre la renta

El gasto por impuesto sobre la renta fue de US\$148.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con un gasto de US\$164.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Este cambio fue impulsado principalmente por un efecto neto de (i) una disminución en el gasto corriente por el impuesto sobre la renta de US\$92.1 millones a US\$16.4 millones en comparación con el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, y (ii) un aumento en el gasto por el impuesto diferido de US\$132.0 millones en 2023, en comparación con US\$71.9 millones en 2022, impulsado principalmente por el ajuste por inflación de impuestos diferidos de nuestra principal subsidiaria Vista Argentina, y la depreciación del Peso Argentino con respecto al Dólar que afecta las deducciones fiscales de activos no monetarios de la Compañía.

Ganancia neta del año

La ganancia neta fue de US\$397.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con US\$269.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

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.

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 Ejecutivo 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 4 de abril de 2018, fecha en la que consumamos nuestra adquisición de ciertos activos de Pampa Energía, S.A. y Pluspetrol Resources Corporation:

 Celebramos un contrato de crédito (el "<u>Crédito Puente</u>") 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 2024 teníamos una deuda financiera por un total de US\$1,448.6 millones. La siguiente tabla resume las obligaciones de deuda pendientes de la Compañía, incluidos los acuerdos bilaterales de préstamo, las emisiones de bonos y otros acuerdos de financiación a 31 de diciembre de 2024. Estas obligaciones incluyen préstamos garantizados y no garantizados, bonos corporativos emitidos en el marco del Programa de Notas de la Sociedad y otras líneas de crédito, cada una de ellas con distintos vencimientos, tipos de interés y estructuras de amortización.

Bono / préstamo bancario	Importe nominal	Pendiente de pago	Tasa de Interés	Vencimiento	Amortización
	(en millo	nes de US\$)			
Series VI (1)	10.00	0.00	3.24%	04/12/2024	Bullet
Series XI (1)	9.20	0.00	3.48%	27/08/2025	Bullet
Series XII	100.80	97.47	5.85%	27/08/2031	Quince cuotas semestrales desde el 27 de agosto de 2024 hasta la fecha de vencimiento
Series XIII (1)	43.50	0.00	6.00%	08/08/2024	Bullet
Series XIV (1)	40.51	0.00	6.25%	10/11/2025	Bullet
Series XV	13.50	13.54	4.00%	20/01/2025	Bullet
Series XVI	104.30	103.95	0.00%	06/06/2026	Bullet
Series XVII	39.10	37.81	0.00%	06/12/2026	Bullet
Series XVIII	118.50	115.66	0.00%	03/03/2027	Bullet
Series XIX	16.50	16.41	1.00%	03/03/2028	Bullet
Series XX	13.50	13.48	4.50%	20/07/2025	Bullet
Series XXI	70.00	67.17	0.99%	11/08/2028	Bullet

Total		1,448.6			
Patagonia	0.55	0.14	11.00%	08/01/2025	Bullet
Citibank	20.00	20.01	5.00%	26/04/2026	Bullet
ConocoPhillips	25.00	25.84	SOFR + 2%	26/09/2026	Bullet
Santander International	13.50 ⁽³⁾	0.03	2.45%	04/01/2027	Bullet
Santander International	43.50 (3)	0.08	2.05%	02/07/2026	Bullet
Santander International	11.70 ⁽³⁾	0.07	1.80%	20/01/2026	Bullet
Series XXVII ⁽²⁾	600.00	597.42	7.63%	10/12/2035	Tres cuotas anuales consecutivas desde el 10 de diciembre de 2033 hasta la fecha de vencimiento
Series XXVI	150.00	151.57	7.65%	10/10/2031	Tres cuotas anuales consecutivas desde el 10 de octubre de 2029 hasta la fecha de vencimiento
Series XXV	53.20	53.11	3.00%	08/07/2028	Bullet
Series XXIV	46.60	46.86	8.00%	03/05/2029	Cuatro cuotas semestrales desde el 3 de noviembre de 2027 hasta la fecha de vencimiento
Series XXIII	92.20	73.31	6.50%	06/03/2027	Bullet
Series XXII	14.70	14.66	5.00%	05/06/2026	Bullet

- (1) Al 31 de diciembre de 2024, estas series de bonos habían sido reembolsadas en su totalidad.
- (2) El 10 de diciembre de 2024, Vista Argentina emitió un importe nominal total de 600 millones de Dólares en bonos senior al 7.625% con vencimiento en 2035 (los "Bonos 2035") en el marco del Programa de Notas. La oferta de los Bonos 2035 se llevó a cabo como una colocación privada en los Estados Unidos en virtud de la Norma 144A y una oferta extraterritorial en virtud de la Regulación S de la Ley de Valores.
- (3) Al 31 de diciembre de 2024, incluye 24.35 millones de Dólares de capital garantizado. El valor contable corresponde a los intereses.

A la fecha del presente Reporte Anual, estamos al corriente en el pago del capital e intereses, cualquiera de los citados bonos y créditos, según resulte aplicable.

Otras Obligaciones Contractuales

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía también tiene otros compromisos y obligaciones contractuales como se indica a continuación:

		Pagos adeudados por periodo				
	Total	Largo plazo (más de 1 año)				
		(en miles de Dólares)				
Plan de beneficios para empleados	12,367	1,339	11,028			
Contratos de arrendamiento	116,328	63,004	53,324			
Total	128,695	64,343	64,352			

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 prevalecientes 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 pozos nuevos, 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 2024, hicimos gastos de capital por un monto total de US\$1,296.8 millones. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, hicimos gastos de capital por un monto total de US\$734.3 millones. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, hicimos gastos de capital por valor de US\$540.0 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 reparaciones e invertir en 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, a la fecha del presente Reporte Anual, nuestros compromisos de inversión adicionales incluyen la perforación y terminación de nueve pozos en desarrollo, la ejecución de 44 acondicionamientos y el abandono de 21 pozos en Entre Lomas, 25 de Mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos.

De acuerdo con el Contrato de Operación de Activos Convencionales, Aconcagua ha asumido todos los compromisos de inversión pasados, junto con los costos, impuestos y regalías asociadas, relacionadas con las Concesiones de Explotación OAC.

Los gastos de capital relacionados con estos compromisos se estiman en US\$40 millones. Para mayor información sobre estos compromisos de inversión, véase la Nota 29 de nuestros Estados Financieros Auditados.

Flujos de efectivo

La siguiente tabla muestra nuestros flujos de caja por los periodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2024	Año terminado el 31 de diciembre de 2023	Año terminado el 31 de diciembre de 2022
Flujos de efectivo generados por (aplicados) en			_
Actividades operativas	959,026	712,033	689,771

Actividades de inversión	(1,051,876)	(699,313)	(582,712)
Actividades de financiamiento	641,211	19,556	(143,201)
Aumento / (Disminución) neto del efectivo y	548,361	32,276	(36,142)

La capacidad de nuestras entidades argentinas de comprar moneda extranjera 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 la economía y entornos regulatorios argentino y mexicano - Los actuales controles cambiarios argentinos y la aplicación de nuevos controles cambiarios podrían afectar negativamente a nuestros resultados de operaciones" y "Controles Cambiarios - Disposiciones específicas para ingresos de mercados de divisas extranjeros."

Flujos de caja (generados por las) actividades operativas

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2024, el efectivo neto generado por las actividades de operación fue de US\$959 millones, impulsado principalmente por ganancias de las operaciones de US\$625.4 millones.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2023, el efectivo neto generado por las actividades operativas fue de US\$712.0 millones, impulsado principalmente por ganancias de las operaciones de US\$631.5 millones.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2022, el efectivo neto generado por las actividades operativas fue de US\$689.8 millones, principalmente impulsado por las ganancias de las operaciones de US\$529.1 millones.

Flujos de caja utilizados en actividades de inversión

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2024, los flujos de caja en actividades de inversión fue de US\$1,051.9 millones, debido principalmente a pagos de US\$1,052.5 millones para la adquisición de propiedades, planta y equipo.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2023, los flujos de caja utilizados en actividades de inversión fue de U\$699.3 millones, principalmente debido a pagos por US\$688.4 millones para la adquisición de propiedades, plantas y equipo.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2022, los flujos de caja utilizados en actividades de inversión fue de U\$582.7 millones, principalmente debido a pagos por US\$479.0 millones para la adquisición de propiedad, planta y equipo, y el pago de US\$115.0 millones 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.

Flujos de caja generados por (utilizados en) las actividades de financiamiento

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 el efectivo utilizado en actividades de financiación fue de US\$641.2. Esto se debió principalmente debido a nuevos préstamos por US\$1,320.9

millones, lo que se compensó parcialmente con reembolsos del principal de préstamos por US\$470.4 millones y recompras de acciones por US\$99.8 millones.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, el efectivo utilizado en las actividades de financiamiento fueron de US\$19.6. Esto se debió principalmente a nuevos créditos con valor de US\$318.2 millones, que se vieron parcialmente compensados por reembolsos del principal de los créditos con valor de US\$211.5 millones.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, el efectivo utilizado en las actividades de financiamiento fueron de US\$143.2 millones. 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.

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) 88 marcas registradas ante el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial; y (ii) 74 marcas registradas y 2 solicitudes de marcas registradas 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</u> <u>Registro</u>	<u>Marca</u>	Tipo de Marca	Clase	<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	Mixta	36	09/05/2027

Número de Registro	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	Clase	<u>Vencimiento</u>
	VISTA OIL & GAS			
1790393	VISTA OIL & GAS	Nominativa	37	09/05/2027
1790394	VISTA OIL & GAS	Mixta	37	09/05/2027
	$\overline{}$			
	VISTA OIL & GAS			
1790395	VISTA OIL & GAS	Mixta	37	09/05/2027
	VISTA OIL & GAS			
1790396	VISTA OIL & GAS	Nominativa	40	09/05/2027
1790397	VISTA OIL & GAS	Mixta	40	09/05/2027
	\checkmark			
	VISTA OIL & GAS			
1790398	VISTA OIL & GAS	Mixta	40	09/05/2027
	VISTA OIL & GAS			
1790399	VISTA OIL & GAS	Nominativa	42	09/05/2027
1794811	VISTA OIL & GAS	Mixta	42	09/05/2027
	$\overline{}$			
	VISTA OIL & GAS			
1794812	VISTA OIL & GAS	Mixta	42	09/05/2027
	VISTA OIL & GAS			
1784173	Diseño:	Innominada	35	09/05/2027
	$\overline{}$			
470	2			00/07/2227
1784177	Diseño:	Innominada	36	09/05/2027

Número de Registro	<u>Marca</u>	Tipo de Marca	Clase	<u>Vencimiento</u>
	X			
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
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 VISTA OLEGAS	Mixta	36	23/11/2028
1975877	VISTA OIL & GAS VISTA OIL&GAS	Mixta	42	23/11/2028
1975878	VISTA OIL & GAS	Mixta	40	23/11/2028

Número de Registro	<u>Marca</u>	Tipo de Marca	Clase	<u>Vencimiento</u>
	VISTA OIL & GAS			
1975879	VISTA OIL & GAS VISTA OLEGAS	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
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

<u>Número de</u> <u>Registro</u>	<u>Marca</u>	Tipo de Marca	Clase	Vencimiento
2321137	VISTA	Nominativa	04	05/11/2031
2368083	VISTA	Nominativa	40	10/03/2032
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
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
2349144	VISTA	Mixta	01	25/01/2032
2349145	VISTA	Mixta	04	25/01/2032
2349147	VISTA	Mixta	09	25/01/2032

<u>Número de</u> <u>Registro</u>	<u>Marca</u>	Tipo de Marca	Clase	<u>Vencimiento</u>
	VISTA			
2343053	VISTA	Mixta	12	12/01/2032
2343054	VISTA	Mixta	36	12/01/2032
2343055	VISTA	Mixta	37	12/01/2032
2343056	VISTA	Mixta	39	12/01/2032
2343057	VISTA	Mixta	42	12/01/2032
2344078	VISTA ENERGY FOR TOMORROW VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	01	13/01/2032
2344079	VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	04	13/01/2032

<u>Número de</u> <u>Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
	VISTA ENERGY FOR TOMORROW			
2344082	VISTA ENERGY FOR TOMORROW VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	09	13/01/2032
2344083	VISTA ENERGY FOR TOMORROW VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	12	13/01/2032
2344084	VISTA ENERGY FOR TOMORROW VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	36	13/01/2032
2344085	VISTA ENERGY FOR TOMORROW VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	37	13/01/2032
2349970	VISTA ENERGY FOR TOMORROW VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	39	26/01/2032
2349143	VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	42	25/01/2032

Número de Registro	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	Clase	<u>Vencimiento</u>
	VISTA ENERGY FOR TOMORROW			
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	VISTA	Mixta	40	12/09/2032
2426320	VISTA ENERGY FOR TOMORROW VISTA ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	40	20/07/2032
2467633	VISTA MÉXICO	Nominativa	35	26/10/2032
2619615	VISTA	Nominativa	37	31/10/2033
2639142	VISTA	Nominativa	42	11/12/2033

A continuación se enlistan las marcas registradas de la Emisora ante el Instituto Nacional de la Propiedad Industrial de la República Argentina:

Número de	<u>Marca</u>	Tipo de Marca	Clase	<u>Vencimiento</u>
<u>Registro</u>				

N° Resolución <u>)</u>				
3,125,792	VISTA ARGENTINA	Denominativa	1	20/11/2030
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	A CONTRACTOR OF THE PARTY OF TH	Mixta	35	3/10/2030
3,708,932	VIII 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	Mixta	36	3/10/2030
3,708,933	VISTA OIL & GAS	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	VISTA OR & GAS	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	ONIETEAN	Mixta	37	11/19/2031
3,858,558	ONETEAM	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	FARO Field Assisted Remote Operations	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	l 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
3,382,705		Mixta	1	17/04/2033
3,382,706		Mixta	4	17/04/2033
3,382,707		Mixta	7	17/04/2033
3,382,708	* A	Mixta	35	17/04/2033
3,382,703	VICTA	Mixta	36	17/04/2033
4,058,935	VISTA	Mixta	37	17/04/2033
3,382,709	ENERGY FOR TOMORROW	Mixta	39	17/04/2033
3,382,694		Mixta	40	17/04/2033
3,382,705		Mixta	42	17/04/2033
3,413,443		Mixta	1	11/07/2033
3,413,444		Mixta	4	11/07/2033
3,413,445		Mixta	7	11/07/2033
3,413,446	\checkmark	Mixta	35	11/07/2033
3,413,447		Mixta	36	18/07/2033
3,415,079	VISTA	Mixta	37	02/05/2033
3,386,394		Mixta	39	28/11/2033
3,472,492		Mixta	40	18/07/2033
3,415,078		Mixta	42	11/07/2033
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	Aleph	Mixta	39	4/30/2030
N/A		Mixta	35	En trámite
N/A	NOVE	Mixta	41	En trámite

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

Véase "Punto 4-Información sobre la empresa-Visión general del sector y la normativa".

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 la economía y entornos regulatorios argentino y mexicano."

Estimaciones contables críticas

Las políticas contables críticas son aquellas que nos obligan a realizar juicios de valor o que implican un mayor grado de complejidad en la aplicación de las políticas contables que actualmente afectan a nuestra situación financiera y a nuestros resultados de operaciones. Los juicios y estimaciones contables que realizamos en estos contextos nos obligan a calcular variables y hacer suposiciones sobre cuestiones que son muy inciertas. En cada caso, si hubiéramos hecho otras estimaciones, o si se produjeran cambios en las estimaciones de un ejercicio a otro, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse materialmente afectados.

Véase en la Nota 3 de nuestros estados financieros auditados un resumen de los juicios y estimaciones contables críticos que nos son aplicables. Hay muchas otras áreas en las que utilizamos estimaciones sobre cuestiones inciertas, pero creemos que el efecto razonablemente probable de los cambios o diferencias dentro de los juicios y estimaciones contables críticos no tendría un impacto material en nuestros estados financieros.

ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO

Auditores Externos

Mancera, S.C. se ha desempeñado como nuestra firma independiente de contadores públicos registrados desde 2017. Los informes de auditoría de Mancera, S.C. sobre nuestros estados financieros consolidados de los últimos tres años fiscales no contienen una opinión no favorable o con salvedades y no fueron calificados ni modificados en cuanto a incertidumbre, alcance de auditoría o principios contables. En relación con las auditorías de los estados financieros de la Compañía para cada uno de los tres años fiscales más recientes, terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente; y en los períodos intermedios de cada uno de estos años, no ha habido desacuerdos entre nosotros y Mancera, S.C. sobre cualquier asunto de principios o prácticas contables, divulgación de estados financieros o alcance de la auditoría o procedimiento de la misma, desacuerdos que, de no haber sido resueltos a satisfacción de Mancera, S.C., habrían causado que Mancera, S.C. hiciera referencia al tema en su informe.

Los honorarios de auditoría y distintos a la auditoría pagados en el ejercicio de 2024 en los diferentes países donde se tienen operaciones son los que se mencionan en el cuadro siguiente:

	2024	2023		
	(en miles de US\$)			
Auditoria	1,249	851		
Servicios relacionados de auditoria	17	49		
Impuestos	298	290		
Total	1,564	1,190		

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 (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 renuncias 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.

	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	56	2017	Sin fecha de expiración	Masculino
Susan L. Segal	Consejera Independiente	Sí	72	2017	Sin fecha de expiración	Femenino
Mauricio Doehner Cobian	Consejero Independiente	Sí	50	2017	Sin fecha de expiración	Masculino
Pierre-Jean Sivignon	Consejero Independiente	Sí	68	2018	Sin fecha de expiración	Masculino
Gerard Martellozo	Consejero Independiente	sí	69	2022	Sin fecha de expiración	Masculino
Germán Losada	Consejero Independiente	Sí	40	2022	Sin fecha de expiración	Masculino

^{*}Independientes bajo los estándares de la NYSE, las reglas aplicables de la SEC y la LMV.

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 SLB, la compañía petrolera más grande a nivel mundial. Desde mayo de 2012 hasta abril de 2016, el señor Galuccio se desempeñó como Presidente del Consejo de Administración y Director General de YPF, la compañía petrolera más grande de Argentina. Bajo su mandato, la compañía 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 ocupó diversos puestos internacionales en SLB, abarcando Norteamérica, Medio Oriente, Asia, Europa, Latinoamérica, Rusia y China. Su último puesto en la firma fue el de Presidente de SLB Production Management. También ocupó el puesto de Presidente de Integrated Project Management, Director General para México y Centroamérica, y Gerente de Reservorios en Tiempo Real (Real Time Reservoir). Además, el señor 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.

Susan Segal es miembro independiente de nuestro consejo de administración. La Sra. Segal fue elegida Presidente y Directora General de Americas Society/Council of the Americas en 2003, después de haber trabajado en el sector privado con Latinoamérica y otros mercados emergentes por más de 30 años. Antes de su designación, la Sra. Segal fue Socia de Chase Capital Partners/JPMorgan Partners, enfocada en fondos de capital privado (private equity) en Latinoamérica y pionera en inversión de etapa inicial de venture capital en la región. Como banquera, ella se enfocó en banca de inversión, la creación de una unidad de negociación de bonos de mercados emergentes y en las crisis de deuda en Latinoamérica de 1980s y principios de 1990s, donde dirigió el esfuerzo de Reestructuración del Banco y presidió los Comités Consultivos de Chile y Filipinas. La Sra. Segal es miembro del consejo de administración de Mercado Libre, Vista y Robinhood, así como Directora Honoraria de Scotiabank. Ella es también, miembro del consejo de Americas Society/Council of the Americas, la Fundación Tinker, el Comité de Bretton Woods, y miembro del Consejo de Relaciones Exteriores. La Sra. Segal ha recibido numerosos premios y distinciones, entre ellos: la Orden Bernardo O'Higgins, Chile; la Orden de San Carlos, Colombia; la Orden del Águila Azteca, México; la Orden al Mérito por Servicios Distinguidos – Gran Oficial, Perú; y reconocimiento como Chilena Honoraria del año por la Cámara de Comercio Chileno-Norteamericana. En 2022, la Sra. Segal fue reconocida por el presidente colombiano Iván Duque con la Orden de Boyacá en la categoría de Gran Cruz; y fue honrada por el gobierno de Ecuador con la Orden Nacional de Honorato Vásquez en el grado de Comandante en septiembre de 2023.

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. Mauricio es miembro del Consejo Asesor del Centro de Estudios de Estados Unidos -México (USMEX) en la Escuela de Política y Estrategia Global (GPS) de la Universidad de California en San Diego.

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 Grupo SLB en diferentes ubicaciones, 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 es miembro independiente de nuestro consejo de administración. El Sr. Martellozo desarrolló su carrera en SLB 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 SLB, basado en Houston, Texas, Estados Unidos. El Señor Martellozo ingresó a SLB en 1979 después de completar su Maestría en la Ecole Nationale Superieure 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 SLB (Cameron, Smith, M-I, Geoservices). Gérard Martellozo es actualmente el Presidente del Consejo de la Fundación SLB. Anteriormente, había sido consejero de la Fundación desde marzo de 2014 con el objetivo de alentar el compromiso de largo plazo de SLB 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 miembro independiente de nuestro consejo de administración. El Sr. Losada es co-fundador, presidente y COO 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 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 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".

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 Ejecutivo

La siguiente tabla muestra los miembros de nuestro Equipo Ejecutivo a la fecha de este Reporte Anual:

	Equipo Ejecutivo				
Nombre	Cargo	Edad	Designación		
Miguel Galuccio	Presidente y Director General	56	1 de agosto de 2017		
Pablo Manuel Vera Pinto	Director de Finanzas	47	1 de agosto de 2017		
Juan Garoby	Director de Tecnología	54	1 de agosto de 2017		
Alejandro Cherñacov	Director de Planificación Estratégica y Relaciones con Inversionista	s 43	1 de agosto de 2017		
Matías Weissel	Director de Operaciones	39	14 de enero de 2025		

Miguel Galuccio. Ver la sección "ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Consejo de Administración" 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. De octubre 2012 hasta febrero de 2017 ocupó el cargo de director de desarrollo de negocios en YPF. El señor Vera Pinto también se desempeñó como director de transformación en YPF de mayo 2012 hasta septiembre 2012 y fue miembro de los consejos de administración de varias compañías relacionadas con YPF, incluyendo la compañía fertilizadora Profertil, S.A. (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 BG Group en 2012). Previo a su trabajo en YPF, el señor Vera Pinto colaboró con un grupo inversor privado enfocado en reestructuraciones. A lo largo de su carrera, obtuvo amplia experiencia en gestión operativa y financiera como gerente de reestructuración, director de finanzas y director general de diversas empresas controladas. También se desempeñó en cargos de 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.

Juan Garoby ocupa el cargo de Director de Tecnología desde el 14 de enero de 2025. Previamente, ocupó el cargo de Director de Operaciones del 1 de agosto de 2017 al 14 de enero de 2025. Ha colaborado con nosotros desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017. El señor Garoby fue vicepresidente interino de exploración y producción en YPF de agosto 2016 hasta octubre 2016, director del área de perforación y terminaciones de abril 2014 a agosto 2016, y 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). Previo a trabajaren YPF, el señor Garoby trabajó en SLB 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. El señor Garoby es ingeniero petrolero por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) en Argentina.

Alejandro Cherñacov 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 Cherñacov se desempeñó como director de finanzas en Jagercor Energy

Corp., una compañía de exploración y producción de pequeña capitalización listada en la bolsa de Canadá desde enero de 2015 a febrero de 2017. Anteriormente, fue gerente de relaciones con inversionistas en YPF, donde tuvo bajo sus responsabilidades el reposicionamiento de la compañía en los mercados de capitales tanto locales como internacionales. El señor Cherñacov, tuvo varias posiciones en el departamento de exploración y producción de YPF, donde su último rol fue ser responsable del proceso de la gestión del portafolio de proyectos producción (*upstream*), incluyendo Argentina, Brasil y Bolivia. El señor Cherñacov es licenciado en economía de la Universidad de Buenos Aires, posee una Maestría en Finanzas por la Universidad Torcuato Di Tella en Buenos Aires y ha obtenido un certificado profesional de administración de riesgos y planeación estratégica de la Universidad de Stanford en Palo Alto, California.

Matías Weissel ocupa el cargo de nuestro Director de Operaciones desde el 14 de enero de 2025, y ha trabajado con nosotros desde abril de 2018. Desde abril de 2018 hasta el 14 de enero de 2025, ocupó el cargo de Gerente de Operaciones, supervisando las operaciones de Vista en Vaca Muerta. Entre 2010 y 2018, el señor Weissel trabajó en YPF, donde formó parte de los equipos responsables del desarrollo de Vaca Muerta. Durante su gestión, ocupó diversos cargos, entre ellos, Líder de Proyecto para Loma Campana y Gerente de Proyectos No Convencionales. El señor Weissel es Ingeniero Industrial por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA).

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 legal "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, especialmente en 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 las 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. De 1999 a 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, 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 Ejecutivo

De conformidad con la LMV, nuestro director general y los otros miembros ejecutivos (incluyendo miembros de nuestro Equipo Ejecutivo) 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 Ejecutivo) 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 Ejecutivo) se encuentran sujetos a los mismos deberes fiduciarios de nuestros consejeros.

Nuestro Equipo Ejecutivo 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 Ejecutivo 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 2024, la remuneración total pagada por la Compañía a su equipo ejecutivo clave por servicios en todas sus capacidades a la Emisora y sus subsidiarias fue de US\$49.6 millones.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la remuneración pagada por la Emisora a cada miembro de su Consejo de Administración, con exclusión de su Presidente y Director General, consistió en: (i) una tarifa de Usd\$80,000, más USD\$30,000 adicionales por cada presidente del Comité, pagadero en cuatro parcialidades trimestrales, y (ii) el derecho a recibir 10,000 acciones Serie "A", representativas de la parte variable del capital social de la Sociedad, de acuerdo con el marco del Plan de Incentivos a 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 2024.

Plan de incentivos a largo plazo

El 22 de marzo de 2018, una asamblea de accionistas autorizó el Plan (según se define más adelante). 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 471,260 Acciones Restringidas, 1,736,144 Opciones de Compra de Acciones, y 2,494,463 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) 110,000 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, (ii) 40,650 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, (iii) 493,828 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, (iv) 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, (v) 385,203 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$29.66 por Acción Serie A, que expiran el 2 de enero de 2034, y (vi) 8,998 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$32.02 por Acción Serie A, que expiran el 20 de febrero de 2034, y (vii) 184,087 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$32.02 por Acción Serie A, que expiran el 20 de febrero de 2034, y (vii) 184,087 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$4.09 por Acción Serie A, que expiran el 2 de enero de 2035.

Los siguientes párrafos describen los principales términos y condiciones del Plan.

Tipo de Adjudicaciones. El Plan permite diferentes adjudicaciones en forma de Opciones de Compra de 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 fatalidad, 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 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 Ejecutivo

La dirección de los miembros de nuestro consejo de administración y de los miembros de nuestro Equipo Ejecutivo es: Torre Mapfre, piso 18, Av. Paseo de la Reforma 243, Colonia Renacimiento, Alcaldía Cuauhtémoc, Ciudad de México, código postal 06600.

Participación Accionaria

A la fecha de este Reporte Anual, Susan Segal, Pierre-Jean Sivignon, Gerard Martellozo, Germán Losada, Mauricio Doehner Cobian y nuestro Director de Operaciones poseían Acciones Serie A y/o ADSs 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) 6,245,671 Acciones Serie A (una parte de las cuales se posee en forma de ADSs), (ii) 597,898 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 330,204 Opciones de Compra no ejercidas, (iv) 189,668 Acciones Restringidas y (v) 1,112,961 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) 281,186 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2032, (ii) 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, (iii) 223,955 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$29.66 por Acción Serie A, con vencimiento al 2 de enero de 2034 y (iv) 117,066 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de USD\$54.09 por Acción de la Serie A, con vencimiento el 2 de enero de 2035.

A la fecha de este Reporte Anual, nuestro Director de Finanzas poseía (i) 1,513,667 Acciones Serie A (una parte de las cuales se posee en forma de ADSs), (ii) 134,638 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 78,923 Opciones de Compra no ejercidas, (iv) 45,528 Acciones Restringidas y (v) 284,788 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) 61,861 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2032, (ii) 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

2033, (iii) 55,429 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$29.66 por Acción Serie A, con vencimiento al 2 de enero de 2034 y (iv) 28,974 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de USD\$54.09 por Acción de la Serie A, con vencimiento el 2 de enero de 2035.

A la fecha de este Reporte Anual, nuestro Director de Tecnología poseía (i) 1,438,504 Acciones Serie A (una parte de las cuales se posee en forma de ADSs), (ii) 134,638 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 49,949 Opciones de Compra no ejercidas, (iv) 30,085 Acciones Restringidas y (v) 286,357 acciones restringidas de rendimiento. Los precios de ejercicio y fechas de vencimiento de las Opciones de Compra mantenidas por el Directivo de Tecnología son los siguientes: (i) 61,861 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2032, (ii) 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 2033, y (iii) 55,429 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$29.66 por Acción Serie A, con vencimiento al 2 de enero de 2034.

A la fecha de este Reporte Anual, nuestro Director de Planeamiento Estratégico y Relación con Inversionistas poseía (i) 1,198,381 Acciones Serie A (una parte de las cuales se posee en forma de ADSs), (ii) 122,399 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 71,748 Opciones de Compra no ejercidas, (iv) 41,391 Acciones Restringidas y (v) 258,898 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) 56,238 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2032, (ii) 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 2033, y (iii) 50,390 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$29.66 por Acción Serie A, con vencimiento al 2 de enero de 2034 y (iv) 26,340 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de USD\$54.09 por Acción de la Serie A, con vencimiento el 2 de enero de 2035.

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 2024, teníamos 528 empleados, de los cuales 510 son de Argentina y 18 de México.

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

	Al 31 de diciembre de				
_	2024 2023 2022				
Vista	528	470	465		

Al 31 de diciembre de 2024, al 31 de diciembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, el 55%, el 54% y el 59% 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 disturbio 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 disturbios 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 2024 teníamos 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.

Código de Ética y Conducta

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 2023. Adicionalmente, no otorgamos ninguna dispensa a nuestro Código de Ética y Conducta durante el año concluido el 31 de diciembre de 2023.

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 forma ética también implica el compromiso de mantener la exactitud en nuestros libros contables, estados financieros y registros contables. Nuestros registros contables, incluidos nuestros estados financieros, informes de gestión, contratos y convenios, deben ser siempre exactos y reflejar los hechos económicos y las transacciones con integridad y precisión, de conformidad con las normas contables profesionales y las leyes que rigen Vista. Todas las transacciones de Vista, independientemente de su importe, deben estar debidamente autorizadas, firmadas y registradas. Si se determina que se ha infringido nuestro Código de Ética y Conducta, la empresa tomará las medidas disciplinarias oportunas.

ACCIONISTAS PRINCIPALES

Al 31 de diciembre de 2024 nuestro capital social estaba representado por 95,285,451 acciones de la serie A y dos acciones de la serie C y a la fecha de este Reporte Anual, nuestro capital social en circulación está integrado por dos series de acciones: Acciones Serie A y acciones serie C, en cada caso inscritas en el RNV y listadas en la BMV. A la fecha del presente Reporte Anual, nuestro capital social estaba representado por 98,150,716 Acciones Serie A, que representan la porción variable del capital social de Vista, y dos Acciones Serie C, que representan la porción fija del capital social de Vista. Cada serie de acciones otorga los mismos 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		
Al Mehwar Commercial Investments LLC (1)	12,822,581	13.06%
Miguel Galuccio (2)	6,843,569	6.97%

⁽¹⁾ Al Mehwar Commercial Investments LLC es una subsidiaria de Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C., que es una sociedad de acciones conjuntas (*joint stock company*) creada por el Gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos. Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C. es totalmente propiedad de Mubadala Investment Company P.J.S.C., la cual es totalmente propiedad del Gobierno del Emirato de Abu Dhabi.

Al 31 de diciembre de 2024 había 80,924,355 de ADSs en circulación (representando derechos sobre 80,924,355 de Acciones Serie A o el 85% de las Acciones Serie A en circulación). Al 31 de diciembre de 2024, había un tenedor registrado 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.

⁽²⁾ A la fecha de este Reporte Anual, nuestro Presidente posee (i) 6,245,671 Acciones Serie A (una parte de las cuales se posee en forma de ADSs), (ii) 597,898 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 330,204 Opciones de Compra no ejercidas, (iv) 189,668 Acciones Restringidas y (v) 1,112,961 acciones restringidas de rendimiento.

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Realizamos operaciones con nuestros accionistas y con empresas que son de nuestra propiedad o están controladas, directa o indirectamente, por nosotros en el curso normal de nuestro negocio. 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 ejecutivo

	Consolidado para el año terminado el 31 de diciembre de 2024
Beneficios de corto plazo	20,861
Transacciones de pagos basados en acciones	28,776
Compensación total pagada al personal clave	49,637

Las cantidades incluidas en la tabla son las cantidades reconocidas como gastos durante el periodo/año relevante en relación con el personal administrativo clave

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 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 reserve 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 sociedad tenedora 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 dividendos, estos 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 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 concluido el 31 de diciembre de 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 fiscal concluido el 31 de diciembre de 2024.

El 6 de agosto de 2024, la Asamblea de Accionistas aprobó el importe máximo de recursos que pueden utilizarse para la compra de acciones propias (o valores representativos de dichas acciones) para el ejercicio fiscal concluido el 31 de diciembre de 2024, por valor de US\$50.0 millones, cuyo remanente, en su caso, podrá destinarse a los mismos fines para el ejercicio fiscal a concluirse el 31 de diciembre de 2025.

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

No hay cambios significativos en la información financiera incluida en los Estados Financieros Auditados más recientes contenidos en el presente Reporte Anual, además de lo que describe 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 2024 al 31 de diciembre de 2024, 95,285,451 Acciones Serie A cotizaron en la BMV.

A continuación, se presenta un resumen de los precios de la Acción Serie A en el último año, el comportamiento por trimestres en 2024, así como la evolución mensual del último bimestre del año 2024 y de los tres primeros meses transcurridos del 2025 (todas las cifras en Pesos):

	2024
Cierre del período	\$1,144.0
Máximo	\$1,175.0
Mínimo	\$487.7
Volumen operado (miles de acciones)	4,653,650
Promedio del período	\$822.1

	3° Trimestre 2024	4° Trimestre 2024
Cierre del período	\$821.0	\$1,144.0
Máximo	\$1,055.3	\$1,175.0
Mínimo	\$781.0	\$890.0
Volumen operado (miles de acciones)	1,463,768.0	349,478.0
Promedio del período	\$896.0	\$1,038.2

	Octubre 2024	Noviembre 2024	Diciembre 2024	Enero 2025	Febrero 2025	Marzo 2025
Cierre del período	\$1,000.0	\$1,097.0	\$1,144.0	\$1,116.0	\$1,037.0	\$950.0
Máximo	\$1,058.8	\$1,155.0	\$1,175.0	\$1,221.2	\$1,124.0	\$1,035.0
Mínimo	\$890.0	\$953.6	\$1,071.9	\$1,070.3	\$998.4	\$870.5
Volumen operado (miles de acciones)	160,692.0	67,111.0	121,675.0	297,637.0	26,800.0	16,634.0
Promedio del período	\$958.8	\$1,033.8	\$1,122.1	\$1,158.5	\$1,064.7	\$950.3

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

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". Al 31 de diciembre de 2024, la porción variable de nuestro capital social en circulación estaba compuesto por 95,285,451 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 CNBV 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.

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;
- establece 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);
- establece un comité de auditoría y de prácticas societarias, con responsabilidades claras y definidas;
- establece 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;
- establece 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.

Recientemente, el 29 de diciembre de 2023 entró en vigor un decreto por el que se reforman algunas disposiciones de la Ley del Mercado de Valores, el cual contiene, entre otras, ciertas disposiciones y ajustes (a) otorgando flexibilidad para emitir diferentes series y clases de acciones sin requerir autorización de la CNBV y sin límite de porcentaje, incluyendo acciones sin derecho a voto, con derecho a voto limitado, con derechos de veto, que limiten o amplíen la distribución de utilidades u otros derechos económicos especiales; y (b) permitir delegar en el consejo de administración de las empresas públicas la facultad de aprobar aumentos de capital y determinar los términos para la suscripción de las acciones que se emitan con motivo de dicho aumento, incluyendo restricciones al ejercicio del derecho de suscripción preferente.

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 Practicas 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 leves 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.

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 20% o más del capital social presente en la asamblea, vote en contra de las mismas, y (ii) 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 otro valores, previa autorización de la 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 la 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, subarrendamiento, administración, servicios, asistencia arrendamiento, 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 otorque 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 v, 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. Al 31 de diciembre de 2024, la compañía es tenedora de las 2 acciones Serie C, y ningún

derecho económico o corporativo en relación con las mismas, deberá ser ejercitado. 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. Al 31 de diciembre de 2024, la porción variable de nuestro capital social en circulación estaba compuesta por 95,285,451 Acciones Serie A. 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) junto con Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cherñacov (colectivamente, el "Promotor"), celebraron un contrato de socios estratégicos ("Acuerdo de socios estratégicos"), en relación con la colocación privada de los Títulos Opcionales. De conformidad con el Acuerdo de socios estratégicos 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 las 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; y (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 que ya vencieron a la fecha de este Reporte Anual. A la fecha de este Reporte Anual, y como consecuencia del ejercicio de todos los títulos opcionales en circulación al 15 de marzo de 2023, el contrato estratégico de socios se dio por terminado, toda vez que sus términos dejaron de ser aplicables.

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. Adicionalmente, las Acciones Serie A recompradas por la Compañía a través del programa de recompra pueden ser asignadas al Plan. A la fecha del presente Reporte Anual, 11,284,006 Acciones Serie A han sido otorgadas y puestas en circulación de conformidad con el Plan de Incentivos. Si todas las acciones serie A actualmente reservadas para el Plan. Si todas las acciones reservadas para el Plan, en adición a las acciones recompradas a través del programa de recompra en curso, se pusieran en circulación, nuestro capital social emitido y en circulación aumentaría un 0.6%, pasando de 98,150,716 Acciones Serie A en circulación a esta fecha a un total de 98,781,026 Acciones Serie A. Véase la sección "ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO — Actos de nuestro Equipo Ejecutivo — Plan de incentivos a 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 7 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; 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

De acuerdo con nuestros estatutos sociales, 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.

Nuestros estatutos sociales establecen que, la Emisora podrá emitir acciones de diferente serie o clase, sin derecho de voto, con limitantes a derechos corporativos o con voto restringido.

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 de diferente serie o clase deberán 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.

Las asambleas especiales de accionistas se convocarán para tratar cualquier asunto que pueda afectar a los derechos otorgados a los tenedores de una serie de nuestras acciones y estarán sujetas a las disposiciones aplicables de nuestros estatutos sociales que se establecieron para las asambleas generales extraordinarias de accionistas, en lo que respecta a quórum de asistencia y de votación, así como a la formalización de actas.

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 Emisor**a** 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;
- resolver sobre cualquier aumento al capital social, determinar los términos de suscripción de las acciones objeto del aumento, incluyendo la exclusión del derecho de preferencia en relación con la emisión de acciones objeto de la delegación, según dicha facultad pueda ser delegada por la asamblea general de accionistas de Vista, en los términos de sus estatutos y del artículo 55 de la Ley del Mercado de Valores.
- 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 los 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 esta 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 administración en la elaboración de reportes.

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.

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.

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. El derecho de preferencia antes mencionado 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 aplace 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 remover, mediante acuerdo adoptado en una asamblea general de accionistas, a un

miembro del consejo de administración por cada 10% del capital social en circulación que posea; dicho consejero sólo podrá ser removido si todos los miembros del consejo de administración son destituidos, en cuyo caso los consejeros que hayan sido removidos 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:

(i) 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;
- (iii) (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;
- (iv) 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:
- (v) 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;
- (vi) 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 es competidor;
- (vii) 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;
- (viii) 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 (e) 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:

- (ix) 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;
- (x) 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
- (xi) 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 que, si el consejo de administración no resolviere 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*" 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% en nuestro capital social, (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 101 y 108 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 Genera de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo.

ACUERDOS MATERIALES

Para más información en relación con los acuerdos materiales, véase las secciones "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – PANORAMA GENERAL – Concesiones" y "Liquidez y fuentes de capital - Deuda" de este Reporte Anual".

CONTROLES CAMBIARIOS

De 1991 hasta el final de 2001, la Ley No. 23,928 establecía un tipo de cambio fijo de 1 Peso Argentino por US\$. El 6 de enero de 2002, la Ley No. 25,561 formalmente puso fin a la paridad entre el peso argentino y el dólar estadounidense. Tras un breve periodo durante el cual el gobierno Argentino estableció un sistema dual temporal de tipo de cambio de conformidad con la Ley No. 25,561, se ha permitido que el Peso Argentino fluctúe libremente en comparación con otras divisas desde febrero del 2022, a pesar de que el gobierno argentino tiene el poder de intervenir mediante la compra y venta de divisas extranjeras por su propia cuenta, una práctica a la que recurre de forma periódica. El 21 de diciembre de 2019, la Ley No. 27,541 ("Ley de Solidaridad") fue publicada, que declaró nuevamente una emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase sección "FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentino y mexicano – 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." de este Reporte Anual.

Los controles cambiarios que endurecieron las restricciones en el flujo de capital y el tipo de cambio oficial entre el Peso Argentino y el Dólar y las restricciones a la transferencia que limitaban de forma material la capacidad de las empresas de retener divisas extranjeras o hacer pagos al extranjero están en vigor en Argentina y han estado en vigor por periodos alternados durante los últimos años. Mediante el Decreto No. 609/2019 de fecha 1 de septiembre de 2019, según fue modificado, el poder ejecutivo argentino reinstaló los controles cambiarios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al mercado de divisas extranjeras 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 No. 609/2019. En el presente, las regulaciones cambiarias han sido (i) extendidas indefinidamente y (ii) consolidadas en una serie de regulaciones, la Comunicación "A" 7,914, con sus posteriores modificaciones y complementos de tiempo en tiempo por las comunicaciones del BCRA ("Normas Cambiarias Argentinas").

El BCRA solicitó a la CNV la implementación de medidas alineadas para evitar prácticas y operaciones elusivas. En ese sentido, la CNV, en línea con lo previsto en el artículo 3 del Decreto, estableció diferentes medidas para evitar dichas prácticas elusivas y operaciones.

La siguiente tabla muestra los tipos de cambio anuales mínimo, máximo y promedio y de fin de periodo para los períodos indicados, expresados en pesos argentinos nominales por dólar estadounidense, sobre la base de los tipos fijadas por el BCRA (Comunicación "A" 3,500). El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no reportó sobre el tipo de cambio a la compra a medio día del peso argentino.

(Pesos Argentinos por Dólar)	Mínimo	Máximo	Promedio (1)	Final de periodo
Año acabado el 31 de diciembre de,				
2018	18.42	40.90	29.32	37.81
2019	37.04	60.00	49.23	59.90
2020	59.82	84.15	71.61	84.15
2021	84.70	102.75	95.80	102.75
2022	103.04	177.13	133.55	177.13
2023	361.02	808.48	641.99	808.48
2024	811.15	1,032.50	916.25	1,032.50
Mes				
Enero 2025	1,032.75	1,053.50	1,043.56	1,053.50
Febrero 2025	1,053.92	1,064.38	1,058.46	1,064.38
Marzo 2025	1,064.38	1,073.89	1,069.03	1,073.88

(1) Se calculó usando el promedio de tipo de cambio en el último día de cada mes durante el periodo (por periodos anuales) y el promedio de tipos de cambio en cada día durante dicho periodo (para periodos mensuales). No se garantiza que los importes en Pesos Argentinos hayan sido, pudieran haber sido o pudieran ser convertidos a Dólares a los tipos de cambio anteriormente indicados en cualquiera de las fechas indicadas.

Disposiciones específicas para ingresos de mercados de divisas extranjeros

Entrada y liquidación de los ingresos procedentes de las exportaciones de bienes mediante el mercado de divisas.

Las Normas Cambiarias Argentinas establecen que las ganancias por exportaciones de bienes deben ser ingresadas y liquidadas en Pesos Argentinos y los recursos procedentes de las exportaciones de bienes deben ser ingresados y liquidados mediante el mercado de divisas dentro de los 20 días hábiles siguientes a la recaudación de los mismos.

El decreto No. 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023, estableció: (i) el contravalor de la exportación de servicios señalados en el inciso c), párrafo 2 del artículo 10 de la Ley No. 22,415 y sus modificaciones (que se refiere a servicios prestados en Argentina, con uso o explotación efectiva realizada en el extranjero) y (ii) el contravalor de exportación de los bienes comprendidos en la Nomenclatura Común del MERCOSUR ("NCM"), incluyendo pre y post financiamientos de exportaciones desde el exterior o una liquidación anticipada; 80% de dichos contravalores deben ser traídos al país en moneda extranjera y/o negociado mediante el mercado de divisas, y para el 20% restante, se deberá llevar a través de las operaciones de compra y venta con valores negociables adquiridos con liquidación en divisas extranjeras y vendidos con liquidación en divisa local.

En el caso de fondos recibidos o acreditados en el exterior, se podrá dar por cumplido el depósito y liquidación por el monto equivalente a los gastos usualmente adeudados por las entidades financieras del exterior para la transferencia de fondos al país.

Hay algunas excepciones a la obligación de liquidar mediante el mercado cambiario, las cuales se describen en las Normas Cambiarias Argentinas.

Obligación de liquidar en moneda extranjera por los servicios de exportación

Los pagos recibidos por la prestación de servicios por residentes a no-residentes debe ser introducida y liquidada a través del mercado de divisas dentro de los 20 días hábiles siguientes a la fecha de cobro en el extranjero o en Argentina, o a su acreditamiento a cuentas del exterior.

Tratándose de fondos recibidos o acreditados en el exterior, el cobro y liquidación podrá considerarse concluido por el monto equivalente a los gastos habituales adeudado por las entidades financieras en el exterior por la transferencia de fondos al país.

Las disposiciones anteriormente mencionadas del Decreto No. 28/2023, también son aplicables a la exportación de servicios. Véase la sección "DISPOSICIONES ESPECÍFICAS PARA INGRESOS DE MERCADOS DE DIVISAS EXTRANJEROS – Entrada y liquidación de los ingresos procedentes de las exportaciones de bienes mediante el mercado de divisas".

Aplicación de los ingresos de exportación

Las Normas Cambiarias Argentinas autorizan la aplicación de los ingresos de exportación por el reembolso de: (i) el financiamiento previo de la exportación y el financiamiento a las exportaciones otorgada

o garantizada por entidades financieras locales; (ii) financiamientos previos de la exportación y anticipos a la exportación liquidados en el mercado de divisas, siempre que las operaciones correspondientes se hayan realizado mediante 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 mediante la aplicación al exterior de fondos de exportación; (iv) otro endeudamiento financiero extranjero sujeto a ciertos requisitos establecidos en los artículos 7.9 y 7.10 de las Normas Cambiarias Argentinas; y (v) anticipos, pre-financiamientos y post-financiamientos del extranjero con liquidación parcial conforme a lo dispuesto en los Decretos No. 492/2023, No. 549/2023, No. 597/2023 y No. 28/2023. Asimismo, permite mantener los ingresos de exportación en el extranjero para garantizar el pago de nuevas deudas, siempre que se cumplan ciertos requisitos.

Endeudamiento financiero con países extranjeros

De acuerdo con el artículo 2.4 de las Normas Cambiarias Argentinas para que los deudores residentes sean capaces de acceder al mercado cambiario para reembolsar el endeudamiento financiero con países extranjeros desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, los recursos del préstamo deben haber sido liquidados a través del mercado cambiario y la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, como se define más adelante (véase "Otras disposiciones específicas - Marco de información del BCRA"). En consecuencia, aunque la liquidación de los recursos del préstamo no es obligatoria, la falta de liquidación impedirá el acceso futuro al mercado de divisas para efectos de reembolso.

La Comunicación "A" 8,059 del BCRA del 4 de julio de 2024, eliminó el requisito de aprobación previa del BCRA para acceder al mercado cambiario para realizar pagos de capital e intereses sobre deudas comerciales para la importación de bienes y servicios con partes extranjeras relacionadas, siempre que el vencimiento de los intereses se produzca a partir del 5 de julio de 2024.

En esta comunicación también se estableció que no es necesaria la autorización previa del BCRA, según lo establecido en los artículos 3.3 y 3.5.6 de las Normas Cambiarias Argentinas, para acceder al mercado cambiario para pago de intereses de deudas comerciales no mencionadas en el párrafo anterior y de deuda financiera, siempre que el acreedor sea una parte relacionada del deudor. Esto está sujeto al cumplimiento de otros requisitos aplicables y que el pago se realice simultáneamente con la liquidación por un importe no inferior al importe de los intereses por los que se accede al mercado de divisas. Esto incluye: (i) nueva deuda financiera en el extranjero con un periodo de vigencia de al menos dos años y un periodo de gracias de al menos un año para el pago del principal, ambos contados a partir de la fecha de la operación, y (ii) nuevas aportaciones de inversión directa de no residentes.

La nueva deuda financiera con el exterior y las nuevas aportaciones de inversión extranjera directa utilizados en este marco: (i) podrán ser ingresados y liquidados por el deudor al que se paguen intereses, o por otra empresa residente relacionada con el deudor y a su grupo económico, y (ii) no podrán computarse para efecto de otros mecanismos previstos en las Normas Cambiarias Argentinas.

Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de divisas

Requisitos generales

Como regla general, y en adición a las reglas específicas para cada operación 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; distribución 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 requerir aprobación previa de la BCRA. En ese sentido, la empresa local o individuo debe presentar una declaración bajo protesta de decir verdad en la que conste que:

- (1) (a) Al momento de acceder al mercado cambiario, la totalidad de sus tenencias de divisas en Argentina se encuentran depositadas en cuentas en instituciones financieras, y (b) al inicio del día en que solicita el acceso al mercado cambiario, no posee certificados de depósito argentinos ("CEDEARs") que representen acciones extranjeras y/o activos extranjeros líquidos disponibles que en su conjunto tengan un valor superior a US\$100,000 (se excluyen de este límite los fondos depositados en el extranjero que constituyan fondos de reserva o garantía en virtud de contratos de deuda con países extranjeros, o los fondos otorgados en garantía de derivados concertados en el extranjero). Si el cliente es un gobierno local, los tenedores de divisas depositadas en instituciones financieras locales, también deberán contabilizarse hasta el 31 de diciembre de 2024. Para estos efectos, se consideran "activos líquidos en el exterior" las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, el efectivo en monedas de oro o lingotes de buena entrega, los depósitos a la vista en instituciones financieras en el extranjero y otras inversiones que permitan la disponibilidad inmediata de divisas. Por otro lado, no deben considerarse como activos líquidos disponibles los fondos depositados en el extranjero que no puedan ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o garantía creados en virtud de los requisitos establecidos en los contratos de deuda extranjera o los fondos creados como garantía de operaciones de derivados concertados en el extranjero. En el caso de que el cliente sea un gobierno local y supere el límite establecido, la institución también podrá aceptar una declaración bajo protesta de decir verdad del cliente en la que declare que el exceso se utilizó para realizar pagos para el mercado de divisas a través de operaciones de swap y/o arbitraje con los fondos depositados.
- (2) Se obliga a liquidar en el mercado cambiario, dentro de los cinco días hábiles siguientes a su disponibilidad, los fondos recibidos en el extranjero provenientes del cobro de créditos otorgados a terceros, depósitos a plazo, o de la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que se haya adquirido el bien objeto de la venta, constituido el depósito u otorgado el préstamo con posterioridad al 28 de mayo de 2020.
- (3) En la fecha de acceso al mercado cambiario y en los 90 días calendarios previos: (a) no realizó ventas en Argentina de valores con liquidación en moneda extranjera, (b) no canjeó valores emitidos por residentes por activos en el extranjero, (c) no transfirió valores a entidades depositarias en el exterior, (d) no adquirió en Argentina valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos argentinos, (e) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras, (f) no adquirió valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (g) no entregó fondos en moneda local u otros activos locales (excepto por fondos en moneda extranjera depositados en instituciones financieras locales) a ninguna entidad (ya sea persona física o moral, residente o no residente, relacionada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, directa o indirectamente, por sí o a través de una entidad vinculada o controlada, activos extranjeros, criptoactivos o valores depositados en el exterior.
- (4) Asume la obligación de no realizar ninguna de las operaciones descritas en el inciso (c) anterior desde el momento en que solicite el acceso al mercado de divisas y durante 90 días calendario posteriores.
- (5) El artículo 3.16.3 de las Normas Cambiarias Argentinas agrega que, en caso de que el cliente que solicite el acceso al mercado cambiario sea una persona moral, para que la operación no

esté cubierta por el requisito de aprobación previa por parte del BCRA, deberá presentarse ante la institución financiera correspondiente:

- (a) Declaración bajo protesta de decir verdad en la que conste que dentro del plazo previsto en el artículo 3.16.3.4. (90 días previos al acceso al mercado de divisas) no haya entregado en Argentina fondos en moneda u otros activos locales líquidos -excepto por los fondos en moneda extranjera depositados en instituciones financieras locales- a ninguna persona física o moral, excepto aquellos directamente asociados a transacciones regulares en el curso de sus negocios, o
- (b) (i) conforme a lo dispuesto en el artículo 3.16.3.3. de las Normas Cambiarias Argentinas, una declaración bajo protesta de decir verdad en la que consten: datos de las personas físicas o morales que ejerzan una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas morales con las que forme parte de un mismo grupo económico. Para determinar la existencia de una relación de control directo, deben considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las reglas de Grandes Exposiciones. Las compañías que compartan una relación de control del tipo definido en los artículos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las reglas de Grandes Exposiciones deben ser consideradas como miembros del mismo "grupo económico" (Declaración bajo protesta de decir verdad de Descripción del Grupo Económico); y (ii) que el día en que solicite el acceso al mercado y dentro de los 90 días previos a esa fecha, no haya entregado en Argentina fondos en moneda local u otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en instituciones financieras locales-, a ninguna persona física o moral que ejerza una relación de control directo sobre el mismo, o a otras empresas con las que forme parte del mismo grupo económico, excepto por aquellas directamente asociadas a operaciones regulares entre residentes para la adquisición de bienes y/o servicios.
- (c) Lo dispuesto en el artículo 3.16.3.4.de las Normas Cambiarias Argentinas (como se describe en el inciso (b)(ii) anterior) puede considerarse que se ha cumplido si el cliente que solicita el acceso ha presentado:
 - (i) una declaración bajo protesta de decir verdad rubricada por cada persona física o moral detallada en el artículo 3.16.3.3, a quien el cliente haya entregado fondos en los términos previstos en el artículo 3.16.3.4., registrando lo requerido en los artículos 3.16.3.1., 3.16.3.2. y 3.16.3.4.; o
 - (ii) una Declaración bajo protesta de decir verdad del Grupo Económico de cada persona física o moral señalada en la declaración bajo protesta de decir verdad indicada en el artículo 3.16.3.3. (es decir, todas las Entidades Controladoras Directas y los miembros declarados del grupo económico), expresando lo dispuesto en los artículos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. de las Normas Cambiarias Argentinas ; o
 - (iii) una declaración de cada una de las personas físicas o morales señaladas en la declaración bajo protesta de decir verdad señalada en el artículo 3.16.3.3.3 (es decir, todas las Entidades Controladoras Directas y los miembros declarados del grupo económico), en la que se indique que dentro del plazo establecido en el artículo 3.16.3.4. no haya recibido en Argentina fondos en moneda local u otros activos locales líquidos -excepto los fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, excepto aquellos directamente asociados a transacciones habituales entre residentes para la adquisición de bienes y/o

servicios, que hayan provenido del cliente o de cualquier persona detallada en el artículo 3.16.3.3., a quien el cliente haya entregado fondos en los términos establecidos en el artículo 3.16.3.4.

El artículo 3.16.4 de las Normas Cambiarias Argentinas establece que las compañías deberán contar con la aprobación previa del BCRA para otorgar acceso al mercado cambiario a las personas físicas o morales incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes clasificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no será aplicable para el acceso al mercado de divisas para la cancelación de financiamientos en moneda extranjera otorgados por instituciones financieras locales, incluidos los pagos por consumo de moneda extranjera realizados con tarjetas de crédito o compra.

La Comunicación "A" 8,108 emitida el 19 de septiembre de 2024, establece que las transferencias a entidades depositarias de valores del exterior efectuadas en el marco de una recompra de títulos de deuda por parte de residentes argentinos no deben incluirse en las declaraciones juradas de los artículos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. de las Normas Cambiarias Argentinas.

Pago de Importaciones

El artículo 3.1 de las Normas Cambiarias Argentinas permite el acceso al mercado de divisas 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 con la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

La Comunicación "A" 7,917 emitida el 13 de diciembre de 2023, posteriormente modificado por la Comunicación "A" 8,035 emitida el 30 de julio de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de divisas para el pago de importaciones de bienes y servicios, estableciendo lo siguiente respecto del acceso al mercado de divisas para el pago de importaciones de bienes, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

- (1) La SIRA en estado "SALIDA" no será un requisito para acceder al mercado de divisas: No será necesario para el acceso al mercado de divisas contar con una declaración realizada a través de la SIRA en estado "SALIDA" como requisito de acceso al mercado de divisas, ni validar la operación en el sistema informático de la "Cuenta Corriente Única para el Exterior".
- (2) Pagos por importaciones de bienes con registro de entrada en aduana a partir del 13 de diciembre de 2023: Las entidades podrán facilitar el acceso al mercado de divisas sin previa aprobación del BCRA para efectuar pagos diferidos por importaciones de bienes con registro aduanero de ingreso a partir del 13 de diciembre de 2023, además de los demás requisitos normativos aplicables, cuando se verifique que el pago cumple con el siguiente cronograma según el tipo de bien:
- (a) a partir de su registro aduanero de ingreso, se podrá efectuar el pago del valor FOB correspondiente a las siguientes mercancías: (i) aceites minerales de petróleo o bituminosos, sus preparaciones y residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM); (ii) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM); (iii) carbón bituminoso sin aglomerar (subpartida 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea realizada por una planta de generación eléctrica; (iv)

energía eléctrica (subpartida 2716.00.00 de la NCM), y (v) importaciones formalizadas a partir del 15 de abril de 2024 de uranio natural, uranio enriquecido y sus compuestos o circonio y sus manufacturas cuando correspondan al subcapítulo 8109.91.00 de la NCM, que se destinen a la producción de energía o combustibles, formalizado a partir del 15 de abril de 2024.

(b) a partir de los 30 días de la fecha de registro del ingreso aduanero, se podrá efectuar el pago del valor FOB correspondiente a las siguientes mercancías: (i) productos farmacéuticos y/o insumos utilizados en su elaboración local, otras mercancías relacionadas con el cuidado de la salud o alimentos para consumo humano comprendidos en las disposiciones del Artículo 155 Tris del Código Alimentario Argentino, cuyas fracciones arancelarias según la NCM se detallan en el Artículo 12.3. de las Normas Cambiarias Argentinas; (ii) fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos que puedan ser destinados a elaboración local, cuyas fracciones arancelarias se detallan en el Artículo 12.2. de las Normas Cambiarias Argentinas. (iii) importaciones formalizadas a partir del 15 de marzo de 2024, correspondientes a bienes de consumo básico cuyo subcapítulo de la NCM se detalla en el Artículo 12.4. de las Normas Cambiarias Argentinas; y (d) las importaciones formalizadas a partir del 15 de abril de 2024, realizadas por personas físicas o morales que califiquen como pequeñas y medianas empresas (PYMES) de acuerdo con lo establecido en las normas "Determinación de la condición de micro, pequeñas y medianas empresas", siempre que no correspondan a bienes incluidos en el Artículo 10.10.1.3 de las Normas Cambiarias Argentinas. La entidad deberá contar con la declaración bajo protesta de decir verdad del importador donde conste que la mercancía será utilizada para los fines previstos en este artículo, excepto cuando se trate de operaciones contempladas en el inciso (iii) .

(c) a partir de los 180 días calendario contados desde la fecha de registro de ingreso aduanero, se podrá efectuar el pago del valor FOB correspondiente a las siguientes mercancías: (a) automóviles terminados (subcapítulo 8703 de la NCM); (b) las correspondientes a las fracciones arancelarias detalladas en el Artículo 12.1 de las Normas Cambiarias Argentinas que no se encuentren contempladas en los Artículos anteriores, sin importar cuál sea su valor unitario FOB.

Con fecha 27 de junio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8,054, mediante la cual dispuso que el acceso al mercado de divisas para efectuar pagos diferidos de importaciones formalizadas a partir del 28 de junio de 2024 podrá realizarse a partir de los 120 días corridos desde el registro aduanero de ingreso de la mercadería.

El 23 de julio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8,074, que estableció que el acceso al mercado de divisas para efectuar pagos diferidos por el valor FOB de las importaciones formalizadas a partir del 1 de agosto de 2024, podrá realizarse a partir de los 90 días corridos desde el ingreso aduanero. De acuerdo con la Comunicación "A" 8,108 del BCRA, los pagos por importaciones formalizadas a partir o después del 20 de septiembre de 2024 podrán efectuarse a partir de los 60 días corridos desde el ingreso aduanero.

- (d) Para las mercancías restantes, el pago de su valor FOB podrá efectuarse dentro de los siguientes plazos contados a partir del registro de la entrada aduanera de las mercancías:
 - I. 25% después de 30 días calendario.
 - II. Un 25% adicional después de 60 días calendario.
 - III. Un 25% adicional después de 90 días calendario.
 - IV. El 25% restante a partir de los 120 días calendario.

La Comunicación "A" 8,074 del BCRA también estableció el acceso al mercado de divisas para pagos diferidos de importaciones formalizadas a partir del 1 de agosto de 2024. Esta Comunicación permite que el 50% del valor FOB se realice a partir de los 30 días corridos del despacho aduanero de la mercadería y el resto a partir de los 60 días corridos siguientes.

(e) El flete y el seguro como parte de la condición de compra acordada con el vendedor podrán ser pagados en su totalidad a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso de efectuar pagos aplazados en virtud de las mercancías transportadas, excepto cuando se trate de las mercaderías comprendidas en el Artículo 10.10.1.3 de las Normas Cambiarias Argentinas, para las cuales el acceso al mercado de divisas para cancelar su valor estará disponible a partir de los 30 días corridos del registro aduanero de ingreso de las mercancías.

Las entidades también podrán tener acceso al mercado de divisas sin la aprobación previa del BCRA para efectuar pagos diferidos por nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 cuando, además de los demás requisitos reglamentarios aplicables, el pago se encuentre en las situaciones previstas en el Artículo 10.10. 2 de las Normas Cambiarias Argentinas, actualizada por la Comunicación "A" 7945 de fecha 1 de Enero de 2024, Comunicación "A" 7950 de fecha 25 de enero de 2024, Comunicación "A" 7980 de fecha 14 de marzo de 2024, Comunicación "A" 7980 de fecha 14 de marzo de 2024, Comunicación "A" 7998 de fecha 14 de abril de 2024, Comunicación "A" 7998 de fecha 30 de abril de 2024, Comunicación "A" 8035 de fecha 3 de junio de 2024, Comunicación "A" 8094 de fecha 22 de agosto de 2024 y Comunicación "A" 8133 de fecha 21 de noviembre de 2024.

El acceso al mercado de divisas para efectuar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la aprobación previa del BCRA, salvo cuando, además de los demás requisitos aplicables, el pago se encuentre dentro de las situaciones previstas en el Artículo 10.10.2 de las Normas Cambiarias Argentinas actualizado por Comunicación "A" 7945 del 01 de enero de 2024, Comunicación "A" 7950 del 25 de enero de 2024, Comunicación "A" 7980" del 14 de marzo de 2024, Comunicación "A" 7980 del 14 de marzo de 2024, Comunicación "A" 7990 de fecha 11 de abril de 2024, Comunicación "A" 7998 de fecha 30 de abril de 2024, Comunicación "A" 8035 de fecha 3 de junio de 2024, Comunicación "A2 8094 de fecha 22 de agosto de 2024 y Comunicación "A" 8133 de fecha 21 de noviembre de 2024.

- (1) Pagos de importaciones con registro aduanero de entrada pendiente o antes de los plazos establecidos en las secciones anteriores: Acceso al mercado de divisas para realizar pagos con registro aduanero de entrada pendiente o pagos aplazados antes de los plazos establecidos en la Sección b) anterior, cuando se cumplan los restantes requisitos aplicables, sólo en el caso de financiación, nueva prefinanciación o pagos anticipados o en virtud de beneficios específicos.
- (2) Stock de deuda. Importaciones de bienes:
 - (a) El acceso al mercado de divisas para efectuar pagos de importación de mercancías cuyo registro de ingreso aduanero se haya producido hasta el 12 de diciembre de 2023, además de los demás requisitos aplicables, requerirá la aprobación previa del BCRA, salvo cuando se trate de operaciones financiadas por entidades financieras u organismos oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones.
 - (b) El acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o cartas garantizadas emitidas u otorgadas a partir del 13 de diciembre de 2023, dentro del marco de una importación en la que se requiera contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, a la fecha de emisión

u otorgamiento, que la operación garantizada era compatible con los términos y condiciones establecidos en el inciso (a) anterior y 2.2 del presente.

Pago de deudas externas por la importación de bienes y/o servicios efectivamente prestados y/o devengados

El 22 de diciembre de 2023, el BCRA emitió el Comunicado "A" 7,925 exigiendo a los importadores con deudas pendientes por bienes importados y servicios recibidos hasta el 12 de diciembre de 2023 y(el "Saldo de Deudas por Importación"), suscriban Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("BOPREAL"). Este requisito se incorporó posteriormente en el Artículo 10.11 de las Normas Cambiarias Argentinas, modificadas por la Comunicación "A" 8035. En general, se requiere la aprobación previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para el pago del Stock de Deuda de Importación. Sin embargo, la normativa prevé ciertas excepciones.

Los importadores de bienes podrán suscribir los BOPREAL hasta por el importe de la deuda pendiente por sus importaciones de bienes con registro aduanero de entrada hasta el 12 de diciembre de 2023. El monto de los BOPREAL que podrán suscribir los importadores se ajustará al monto pendiente registrado en el sistema SEPAIMPO del BCRA. Los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023 también podrán suscribir los BOPREAL hasta por el monto de la deuda pendiente de pago por dichas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, antes del 31 de enero de 2024, suscriban la serie ofrecida (vencimiento en 2027), y por un monto igual o superior al 50% del monto en circulación del Saldo de Deudas por Importación, podrán acceder al mercado de divisas a partir del 1 de febrero de 2024 para pagar el Saldo de Deudas por Importación por el equivalente al 5% del monto suscrito de dicha serie.

Asimismo, se autoriza el acceso al mercado de divisas para el pago del Saldo de Deuda por Importación mediante un intercambio y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Los importadores que suscriban BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el extranjero, o transferirlos a depositarios en el extranjero, hasta por el monto adquirido en la suscripción primaria sin limitar su capacidad de acceso al mercado de divisas. Asimismo, la Comunicación "A" 7,935 estableció que quienes hayan suscrito el BOPREAL en la oferta primaria podrán, a partir del 1 de abril de 2024, realizar operaciones de venta de títulos contra divisas extranjeras por la diferencia entre el valor nominal ofertado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta del BOPREAL, sin violar las declaraciones bajo protesta de decir verdad previstas en los Artículos3.16.3.1. y 3.16.3.2. de las Normas Cambiarias Argentinas.

A su vez, a través de la Comunicación "A" 8.055 del 28 de junio de 2024, el BCRA estableció que si los clientes concretan una operación de venta con obligación de recompra utilizando BOPREAL adquirido en licitación primaria, deberán cumplirse las siguientes condiciones:

- (1) La venta de títulos valores en el origen de la operación no debe ser considerada a los efectos de la confección de la declaración jurada prevista en los Artículos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. de las Normas Cambiarias Argentinas, en línea con lo dispuesto en el primer párrafo del Artículo 4.7.2. de las Normas Cambiarias Argentinas.
- (2) La venta mencionada no permite al cliente realizar operaciones con valores por la diferencia entre el valor obtenido de la venta y el valor nominal de los valores.

(3) Una vez que el cliente haya recuperado la posesión del BOPREAL, los valores recibirán el mismo tratamiento que los adquiridos en la oferta primaria.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Artículo 3.2 de las <u>Normas Cambiarias Argentinas</u> las entidades podrán dar acceso al mercado de divisas 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 dará acceso 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."

El Comunicado "A" 7,953 emitido el 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de divisas para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicho Comunicado estableció lo siguiente en materia de acceso al mercado de divisas para el pago de importaciones de servicios, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

Acceso al mercado de divisas para el pago de servicios:

Las entidades podrán dar acceso al mercado de divisas para efectuar pagos por servicios de no residentes prestados o que serán prestados al 13 de diciembre de 2023 cuando, además de los otros requisitos regulatorios aplicables, la transacción se encuentre dentro de las siguientes situaciones:

- (i) El pago corresponde a una operación incluida en los siguientes códigos de concepto:
 - S03. Servicios de transporte de pasajeros.
 - S06. Viajes (excluyendo operaciones asociadas con retiros y/o consumos con tarjetas de residente con proveedores no residentes o tarjetas de no residentes con proveedores argentinos)
 - S23. Servicios audiovisuales.
 - S25. Servicios gubernamentales.
 - S.26 Servicios sanitarios por empresas de asistencia de viajes.
 - S27. Otros servicios sanitarios.
 - S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o tarjetas de no residentes con proveedores argentinos.
- (ii) Gastos pagados a entidades financieras extranjeras por sus operaciones habituales.
- (iii) El pago corresponde a una operación bajo el concepto "S30. Servicios de transporte de bienes para operaciones de importación" por los servicios prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023. El pago se realiza una vez transcurrido el periodo de tiempo equivalente a aquel en el que los bienes transportados empiezan a ser pagados según el punto 1.2, haya transcurridos desde la fecha en la que se prestó el servicio. Quedan excluidos los servicios de flete de mercancías comprendidos en el Artículo 10.10.1.3 de las Normas Cambiarias Argentinas, para los cuales el acceso al mercado de cambios para

liquidar su valor estará disponible 30 días corridos después de la fecha de prestación del servicio.

- (iv) El pago corresponde a una operación incluida en la partida "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023 y el pago se realiza una vez transcurrido un plazo de 90 días naturales desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.
- (v) El pago corresponda a una transacción correspondiente a un servicio no incluido en los puntos 2.2.i) al2.2.iv). y rendido por una contraparte no vinculada al residente a partir del 13 de diciembre de 2023 y se realice después de 30 días naturales desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo también se aplicará a las transferencias al extranjero realizadas por agentes locales para su cobro en Argentina de los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.
- (vi) El pago corresponda a una transacción correspondiente a un servicio no incluido en los puntos 2.2.i) a 2.2.iv) y prestado por una contraparte vinculada al residente a partir del 13 de diciembre de 2023. El pago se realice una vez transcurridos 180 días naturales desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Las operaciones originadas por la prestación de servicios por contrapartes vinculadas seguirán estando sujetas a este requisito, aunque se produzca un cambio en el acreedor o deudor que da lugar a que ya no relación entre el acreedor y el deudor residente.

Saldo de Deudas por Importación de Servicios

El acceso al mercado de divisas para pagos por servicios prestados y/o devengados de no residentes desde el 12 de diciembre de 2023, con anticipación a los términos previstos en los Artículos 13.2.3. a 13.2.6 de las Normas Cambiarias Argentinas es admisible cuando, además de los demás requisitos aplicables, tengan verificativo las siguientes situaciones:

- (i) El cliente acceda al mercado de divisas con fondos procedentes de un financiamiento de importaciones de servicios otorgado por una institución financiera local a partir de una línea de crédito extranjera en la medida en que las fechas de vencimiento y los importes de principal a ser pagados del financiamiento otorgado sean compatibles con los previstos en el Artículo 13.2 de las Normas Cambiarias Argentinas.(ii) Si el financiamiento se concede con anterioridad a la fecha de prestación o devengamiento del servicio, los términos establecidos en el Artículo 13.2. se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengamiento, más 15 días naturales.
- (iii) El cliente tenga acceso al mercado de divisas simultáneamente con la liquidación de fondos por anticipos o pre-financiamientos de exportaciones desde el exterior o pre-financiamientos de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito extranjeras, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el Artículo 13.3.1. de las Normas Cambiarias Argentinas respecto a las fechas de vencimiento y el monto de principal a ser pagado por los financiamientos.
- (iv) El cliente accede al mercado de divisas simultáneamente con la liquidación de los fondos originados en un endeudamiento financiero en el extranjero, en la medida en que se cumplan las disposiciones del Artículo 13.3.1. de las Normas Cambiarias Argentinas. relativas a las fechas de vencimiento y a los montos de principal pagaderos en el financiamiento.

La parte del endeudamiento financiero con el exterior que se utilice en virtud de lo dispuesto en esta sección no podrá computarse para efectos de otros mecanismos específicos que permitan el acceso al mercado de divisas a partir de la entrada y/o liquidación de este tipo de operaciones.

- (v)En caso de que el pago de las importaciones de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el Artículo 7.11 de las Normas Cambiarias Argentinas.
- (vi) El cliente cuenta con una "Certificación para los regímenes de acceso a divisas para el incremento en la producción de petróleo y/o gas natural (Decreto No. 277/22)" emitida en el marco de lo dispuesto en el Artículo 3.17. de las Normas Cambiarias Argentinas.
- (vii) El pago corresponde a la cancelación de operaciones financiadas o garantizadas antes del 13 de diciembre de 2023 por entidades financieras locales o extranjeras.
- (viii) El pago corresponde a la cancelación de operaciones financiadas o garantizadas antes del 13 de diciembre de 2023 por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito.

Pagos de servicios en el extranjero hasta el 12 de diciembre de 2023

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al mercado de divisas para efectuar pagos por servicios prestados o devengados por no residentes hasta el 12 de diciembre de 2023, excepto cuando además de los otros requisitos aplicables, la entidad verifique los Artículos 13.4.1. a 13.4.8.

Endeudamiento financiero externo

Para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de divisas para cancelar el endeudamiento financiero exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es necesario que el importe del préstamo se haya liquidado a través del mercado de divisas, y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Exteriores.

Reembolso de Deudas En Moneda Extranjera Entre Residentes

Se prohíbe el acceso al mercado de divisas para el reembolso de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contratadas 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).
- Responsabilidades en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas a partir en o previo al 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 en o previo al 30 de agosto de 2019, y que involucren un aumento de la vida promedio de las obligaciones.
- El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses en virtud de nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas en o después del 29 de noviembre de 2019, con registro público en Argentina, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida que:

- (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en Argentina en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del mercado de divisas.
- Los pagarés con oferta pública emitidos en virtud de la Resolución General Nº 1003/24 de la CNV y reglamentaciones conexas, denominados y suscritos en moneda extranjera cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera, siempre que todos los fondos obtenidos se hayan liquidado a través del mercado de divisas.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en Argentina denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en Argentina, 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.
- La emisión de títulos de deuda con registro público en Argentina que se incluyeron en el Artículo
 7.11.1.5, de las Normas Cambiarias Argentinas en la medida en que se demuestre el registro de ingreso aduanero de mercancías por un valor equivalente al financiamiento recibido.

Pagos de Principal en virtud de la deuda de contrapartes relacionadas hasta el 31 de diciembre de 2024

Se requiere la aprobación previa del BCRA para acceder al mercado de divisas para realizar pagos al exterior de principal e intereses de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024, de conformidad con el Artículo 3.5.6 de las Normas Cambiarias Argentinas. Asimismo, estas deudas seguirán estando sujetas a aprobación previa, aunque se produzca un cambio en el acreedor o en el deudor que signifique que ya no exista vínculo entre el acreedor y el deudor residente.

No se requerirá la aprobación previa del BCRA: (i) cuando se trate de operaciones propias de instituciones financieras locales; (ii) en el caso de un endeudamiento financiero con el exterior con un término promedio no inferior a dos años y los fondos hayan sido depositados y liquidados a través del mercado de divisas a partir del 2 de octubre de 2020; (iii) en el caso de un endeudamiento financiero extranjero que cumpla con todas las siguientes condiciones: (a) los fondos hayan sido utilizados para financiar proyectos en el marco del Plan de Promoción de la Producción Argentina de Gas Natural -Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 establecido en el Artículo 2 del Decreto No. 892/2020 ("Plan Gas.Ar 2020-2024") o ("Plan GasAr"), (b) los fondos hayan sido depositados y liquidados a través del mercado de divisas a partir del 16 de noviembre de 2020, (c) que el endeudamiento tenga un término promedio no inferior a dos años. Asimismo, la citada aprobación no será aplicable cuando (1) el cliente cuente con una "Certificación de Incremento de Exportaciones de Mercancías" por los años 2021 al 2023, emitida en el marco de lo dispuesto en el Artículo 3.18. por el equivalente al monto de principal a pagar, (2) tratándose de un endeudamiento financiero en el extranjero con una duración promedio de no más de 2 (dos) años, liquidado entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que haya sido originalmente destinado al pago de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios que originó la emisión de un Certificado de Ingreso de Nuevo Endeudamiento Financiero en el Extranjero en el marco del Artículo 3.19; (3) tratándose de un endeudamiento financiero con el exterior con una duración promedio

de no más de 2 (dos) años, originado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, originado en un refinanciamiento con el acreedor de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios en el marco de lo dispuesto en el Artículo 3.20. La entidad deberá contar con una certificación para el acceso al mercado de divisas, emitido con 5 días hábiles de anticipación, por la entidad que se registró en el BCRA dentro del concepto "P17. Registro de refinanciamiento de deuda comercial en el marco del Artículo 20 de la Comunicación "A" 7,626"; (4) el cliente cuente con una Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural, emitida en el marco de lo dispuesto en el Artículo 3.17, por el importe equivalente al monto de capital a ser pagado; y (5) se trate de un endeudamiento financiero en el extranjero incluido en el mecanismo del Artículo 7.11. y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para ser incluido en dicho mecanismo.

El Artículo 3.5.4 de las Normas Cambiarias Argentinas 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 y los intereses del endeudamiento financiero externo, dicho requisito no será aplicable cuando la utilización de los fondos haya sido el financiamiento de proyectos dentro del marco del Plan Gas.Ar 2020-2024; cuando los fondos han sido depositados y liquidados a través del mercado de divisas a partir del 16 de noviembre de 2020 y el término promedio del endeudamiento no es menor a dos años.

Acceso al Mercado de Divisas Para el Pago de Nuevas Emisiones de Títulos de Deuda

Las entidades podrán acceder al mercado de divisas para el pago de principal y servicios de títulos de deuda denominados 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 mencionado requerimiento se considerará cumplido sobre la parte de los títulos de deuda registrados públicamente en el extranjero emitidos a partir del 7 de enero de 2021, con la intención de refinanciar la deuda preexistente mediante la ampliación de su vida media por un importe equivalente al principal refinanciado y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimiento del principal en un plazo de dos años, por los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del principal refinanciado y/o los intereses que se devengarían por los importes refinanciados.

Títulos Debidamente Registrados Denominados y Pagaderos en Moneda Extranjera en Argentina

De acuerdo con el Artículo 2.5 de las Normas Cambiarias Argentinas, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado de divisas para el pago al vencimiento del principal y de los intereses de los 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.

El 28 de junio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8,055, estableciendo así que las entidades financieras también podrán facilitar a clientes residentes el acceso al mercado de divisas con el objeto de repagar el capital e intereses de títulos de deuda denominados en moneda extranjera, ya sea en Argentina o en el extranjero. Esto será permitido siempre que se cumplan los demás requisitos aplicables, y a condición de que los títulos en cuestión hayan sido íntegramente suscriptos en el exterior y la totalidad de los fondos recibidos hayan sido liquidados en el mercado de divisas. En caso de que el pago deba efectuarse en el extranjero, podrá concederse acceso al mercado de divisas hasta tres días hábiles antes de la fecha de vencimiento del principal y/o de los intereses.

Se estableció además que, en el caso de que se concluya una operación de venta con obligación de recompra mediante la utilización de bonos del BOPREAL adquiridos a través de licitación primaria, no

existe obligación de considerar la venta de dichos títulos en origen a los fines de la confección de la declaración bajo protesta de decir verdad, conforme lo establecido en los Artículos 3.16.3.1 y 3.16.3.2 de las Normas Cambiarias Argentinas. Ello en concordancia con lo establecido en el párrafo inicial de del Artículos 4.7.2 de dichas normas. No obstante, esta venta no permitirá al cliente realizar operaciones con los títulos en cuestión, dado que el producido de la venta no cubrirá el valor nominal de los títulos, según lo como establece el párrafo segundo del citado apartado.

Una vez que el cliente haya recuperado la posesión de los bonos BOPREAL, los valores recibirán el mismo tratamiento que los adquiridos en la oferta primaria

Acceso de los fideicomisos de garantía al mercado de divisas para el pago de principal e intereses

De acuerdo con los Artículos3.7 de las Normas Cambiarias Argentinas, los fideicomisos de garantía 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 conformidad con las regulaciones aplicables en vigor, 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 principal e intereses de la deuda financiera extranjera y anticipar el acceso al mismo.

Pago De Beneficios y Dividendos

De acuerdo con el Artículo 3.4 de las <u>Normas Cambiarias Argentinas</u>, el acceso al mercado de divisas para para la transferencia de divisas al extranjero para el pago de dividendos y beneficios a los accionistas no residentes, está sujeto a la previa aprobación del BCRA, salvo que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) Los dividendos deben corresponder a los balances concluidos y auditados
- (ii) El importe total pagado a los accionistas no residentes no podrá superar el importe en Pesos Argentinos que corresponda de conformidad con la distribución que haya determinado la asamblea de accionistas.
- (iii) En su caso, se deberá haber cumplido, respecto a las operaciones relacionadas, con las Encuestas de Activos y Pasivos en el Extranjero.
- (iv) 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 cuyo caso, (i) el importe total de las transferencias realizadas en el mercado de divisas para el pago de dividendos a los accionistas no residentes no podrá superar 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 tras la expiración de un plazo no inferior a 30 días naturales desde la fecha de liquidación de la última aportación de capital tomada en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% de capital, y (iii) la capitalización definitiva de las aportaciones de capital se deberá acreditar o, en su defecto, acreditar la presentación del trámite de inscripción de la aportación de capital con 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 proyectos bajo el Plan Gas.Ar 2020-2024. En este caso, (i) los beneficios generados por las contribuciones de inversión extranjera directa ingresados y liquidados a través del mercado de divisas a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados al financiamiento de proyectos enmarcados en el Plan Gas.Ar 2020-2024. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto No. 277/2022, el valor de los beneficios del decreto utilizado por el cliente, directa o indirectamente, se deducirá del monto permitido en el párrafo anterior, (ii) el acceso al mercado de divisas se produzca no antes de dos años desde la fecha de liquidación en el mercado de divisas de la contribución que permite el encuadre en esta sección, y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que respalde la capitalización definitiva del aporte.
- (c) El cliente deberá tener una Certificación de Aumento de las Exportaciones de Bienes para los años 2021 a 2023, emitida de conformidad con el Artículo 3.18 de las Normas Cambiarias Argentinas, por el valor equivalente de las ganancias y dividendos que se pagan.
- (d) Cuenta con una certificación en virtud de los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural.
- (e) El cliente participa en una transacción de intercambio y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y procedentes de cobros en moneda extranjera de principal o intereses de BOPREAL.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la aprobación previa del BCRA para acceder al mercado de divisas para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

El 30 de abril de 2024, el BCRA estableció, mediante la Comunicación "A" 7,999, que los clientes pueden suscribir BOPREAL por un monto equivalente a las utilidades y dividendos pendientes de pago a los accionistas no residentes, de acuerdo con la distribución determinada por la asamblea de accionistas, en moneda local. Es responsabilidad de la entidad que completa la suscripción en nombre del cliente verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos.

Además, los clientes pueden acceder al mercado de divisas para el pago de beneficios y dividendos, siempre que se cumplan los requisitos aplicables, mediante la realización de un cambio y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y procedentes de cobros de principal e intereses en moneda extranjera de Boreal.

Además, con respecto a las ganancias y dividendos devengados en Pesos Argentinos dentro de Argentina, por no residentes a partir del 1 de septiembre de 2019, y que no han sido remitidos al extranjero, se estableció, entre otras cosas, que los clientes no residentes pueden suscribirse a BOPREAL podrá suscribirse hasta el monto equivalente en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados a partir del 1 de septiembre de 2019, según la distribución determinada por la asamblea de accionistas, ajustada por el último IPC disponible publicado por el INDEC a la fecha de suscripción.

La entidad que complete la oferta de suscripción en nombre del cliente debe contar con documentación que respalde y verifique el cumplimiento de las condiciones indicadas.

Otras disposiciones específicas

Operaciones con valores

De acuerdo con la Resolución General No. 988/2023 de la Comisión Nacional de Valores (CNV), se podrán realizar ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción e independientemente de la ley bajo la cual se emitan, siempre que se tenga un plazo mínimo de tenencia de un día hábil contado a partir de la fecha de acreditación de dichos valores en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, en la medida en que las compras de los valores negociables en cuestión se hayan realizado en Pesos Argentinos.

Asimismo, las transferencias a instituciones depositarias extranjeras de valores negociables adquiridos con Pesos Argentinos, independientemente de la ley bajo la cual se emitan, deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de un día hábil a partir de la fecha de depósito de dichos valores negociables, salvo que dicha acreditación (i) resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional de Argentina o por el BCRA, en el marco de la Comunicación "A" 7,918, según sea modificada, (ii) o se refiera a (CEDEAR) 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 negociables.

Cabe señalar que las disposiciones antes mencionadas no se extienden a las transferencias de valores a entidades depositarias extranjeras realizadas por el cliente con el fin de participar en un canje de títulos de deuda emitidos por el gobierno argentino, gobiernos locales o emisores residentes del sector privado. El cliente debe presentar la certificación pertinente de los títulos de deuda canjeados.

De conformidad con las regulaciones de la CNV vigentes, los corredores locales están obligados a cumplir los siguientes requisitos antes de ejecutar o registrar cualquiera de las transacciones de valores antes mencionadas en los mercados autorizados por la CNV:

- (a) En caso de que la operación vaya a ser realizada por clientes no residentes que no reúnan los requisitos para ser considerados corredores extranjeros, es responsabilidad del corredor asegurarse de que las operaciones se realicen por cuenta del cliente y se financien con los fondos propios del cliente. Además, el corredor debe asegurarse de que las operaciones no superen los 200 millones de pesos mexicanos al día.
- (b) En el caso de que la operación la realicen clientes no residentes que reúnan los requisitos para ser considerados corredores extranjeros, ya sea que actúen por cuenta propia o en nombre de clientes argentinos, es responsabilidad del corredor asegurarse de que las operaciones no superen los 200 millones de pesos por cliente y por día. En el caso de que un corredor extranjero actúe en calidad de depositario de acciones emitidas por un emisor local y realice la operación con el fin de distribuir dividendos a los titulares de ADR, GDR o certificados análogos mantenidos en custodia en el extranjero, dicho corredor no estará sujeto al requisito mencionado anteriormente.
- (c) En el caso de que la operación vaya a ser realizada por clientes residentes que actúen para su propia cartera y la financien con sus propios fondos, no se aplicará el límite de negociación diaria mencionado anteriormente.

Las restricciones comerciales antes mencionadas no se aplican a BOPREAL adquirido en licitación primaria y a la venta de valores con liquidación en moneda extranjera y en la jurisdicción local previamente adquiridos en pesos argentinos por clientes residentes individuales o corporativos con fondos de préstamos hipotecarios UVA. A estos clientes se les deben otorgar los fondos por entidades financieras autorizadas

para actuar como tales en virtud de la Ley N.º 21.526. Además, el producto de estas ventas debe aplicarse a la compra de bienes inmuebles en Argentina en el marco de los créditos antes mencionados.

Comunicación "A" 8,099

La Comunicación "A" 8,099 del BCRA establece las normas relativas a los beneficios cambiarios para Vehículos de Proyecto Único ("VPU") que se hayan adherido al RIGI. El BCRA ha establecido:

- (i) excepciones a la entrada y liquidación obligatorias de los ingresos de exportación en moneda extranjera realizadas por una VPU que se adhiere al RIGI.
- (ii) excepciones a la entrada y liquidación obligatorias de divisas derivadas de la exportación de servicios.
- (iii) acceso al mercado de divisas para realizar pagos de ciertos gastos;
- (iv)acceso al mercado de divisas para realizar pagos a accionistas no residentes
- (v) aplicación en el extranjero de los ingresos procedentes de las exportaciones de bienes; y
- (vi)Estabilidad cambiaria aplicable a la VPU en la fecha de adhesión al RIGI

Marco de información del BCRA

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3,602 y "A" 4,237 por la Comunicación "A" 6,401 (y la Comunicación complementaria "A" 6795), un marco unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (e "Relevamiento de Activos y Pasivos Externos"). Los requisitos de información en virtud del régimen de información dependen del saldo final de los activos y pasivos extranjeros:

- Las personas físicas o morales cuyo saldo, adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año natural determinado sea igual o superior al equivalente a 50 millones de dólares estadounidenses, deben presentar una declaración trimestral antes de que finalice cada trimestre y una declaración anual, que permite la corrección, confirmación o actualización de las declaraciones trimestrales.
- Para las personas físicas o morales cuyo saldo, adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año natural determinado supere los 10 millones de dólares estadounidenses, pero no los 50 millones de dólares estadounidenses, una declaración anual es el único requisito de cumplimiento.
- Para las personas físicas o morales cuyo saldo, adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año natural determinado supere el millón de dólares estadounidenses, pero no exceda los 10 millones de dólares estadounidenses, la única documentación requerida es una declaración anual simplificada.

Las personas físicas o morales cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos extranjeros al final de un año natural determinado sea inferior a 1 millón de dólares estadounidenses están exentas de las obligaciones de información.

El acceso al mercado de divisas para el reembolso de la deuda financiera externa y otras operaciones está supeditado al cumplimiento por parte del deudor del Estudio de Activos y Pasivos

Externos. Véase en la Sección "Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de divisas— Endeudamiento financiero externo".

Aviso previo de operaciones de cambio de divisas

Las entidades autorizadas a operar con moneda extranjera están obligadas a suministrar al BCRA información sobre las operaciones de salida a través del Régimen de Intercambio por montos diarios iguales o superiores al equivalente de US\$10.000. Esta información debe ser suministrada al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación. Los clientes están obligados a informar a las entidades financieras con antelación, para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información. En consecuencia, siempre que se cumplan simultáneamente los demás requisitos establecidos en la normativa cambiaria argentina, podrán procesar transacciones de cambio de divisas.

El 8 de agosto de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8,085, que establecía que, a partir del 14 de agosto de 2024, el monto diario a partir del cual se exigirá el cumplimiento de este régimen de información como requisito previo para acceder al mercado de divisas se incrementará hasta el equivalente a US\$100,000 Dólares. Además, el documento indicaba que a partir del 9 de agosto de 2024, se revocará el "Registro de Información Cambiaria para Exportadores e Importadores de Mercancías", tal como se describe en el Artículos 3.16.5 de las Normas Cambiarias Argentinas.

Régimen penal cambiario

Las <u>Normas Cambiarias Argentinas establecen</u> que las operaciones que no cumplan con las normas de intercambio establecidas por las <u>Normas Cambiarias Argentinas</u> estarán sujetas a las Normas Cambiarias Argentinas penales (Ley No. 19,359 y modificaciones).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones vigentes en materia de control de intercambios, debe consultar a sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y normas complementarias, que se encuentran disponibles en el sitio web: http://www.infoleg.gob.ar/ o en el sitio web del BCRA: https://www.bcra.gob.ar/, según corresponda. La información contenida en estos sitios web no forma parte de este Reporte Anual y no se considera incorporada al mismo.

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 Torre Mapfre, Piso 18, Paseo de la Reforma 243, Colonia Renacimiento, Alcaldía Cuauhtémoc, C.P. 06600, Ciudad de México, México, número telefónico +52 (55) 1555 7104, 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.

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

Pablo Vera Pinto Director de Finanzas

Vavier Rodríguez Galli Director Jurídico



9 de abril de 2025

El suscrito, en mi carácter de Socio y apoderado legal de Mancera, S.C., manifiesto bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados que contiene el presente reporte anual de Vista Energy, S.A.B. de C.V., por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, así como el 31 de diciembre de 2023 y 2022 fueron dictaminados con fecha 26 de febrero de 2025, 11 de marzo de 2024 y 13 de marzo de 2023, respectivamente, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente reporte anual y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados por él dictaminados.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.

ANEXOS

Anexos				
Anexo	Título			
Anexo "A"	Estados Financieros Auditados			
Anexo "B"	Reporte de Reservas 2024			



ANEXO A ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS



I. INFORMACIÓN FINANCIERA 2024



Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre de 2024



Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco 1520 Mexico, D.F.

Fax: +55 5283 1392



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Consejo de Administración y a la Asamblea General de Accionistas de Vista Energy, S.A.B. de C.V.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Vista Energy, S.A.B. de C.V. y subsidiarias (la "Compañía"), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2024; el estado consolidado de resultados y otros resultados integrales; el estado consolidado de variaciones en el capital contable y el estado consolidado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen información sobre las políticas contables materiales.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Vista Energy, S.A.B. de C.V. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2024, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría ("NIA"). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe. Somos independientes de la Compañía de conformidad con el "Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores" ("Código de Ética del IESBA") junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en México por el "Código de Ética Profesional del Instituto Mexicano de Contadores Públicos" ("Código de Ética del IMCP") y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código de Ética del IESBA.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Asuntos claves de auditoría

Los asuntos clave de la auditoría son aquellos que, según nuestro juicio profesional, han sido los más significativos en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual. Estos asuntos han sido tratados en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre dichos asuntos. Para cada asunto clave de auditoría, describimos cómo se abordó el mismo en el contexto de nuestra auditoría.

Hemos cumplido las responsabilidades descritas en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe, incluyendo las relacionadas con los asuntos clave de auditoría. Consecuentemente, nuestra auditoría incluyó la aplicación de procedimientos diseñados a responder a nuestra evaluación de los riesgos de desviación material de los estados financieros consolidados adjuntos. Los resultados de nuestros procedimientos de auditoría, incluyendo los procedimientos aplicados para abordar los asuntos clave de la auditoría descritos más adelante, proporcionan las bases para nuestra opinión de auditoría de los estados financieros consolidados adjuntos.

Depreciaciones, uso y amortizaciones de propiedades, planta y equipos

Descripción de los asuntos clave de auditoría

Tal como se describe en la Nota 13 a los estados financieros, al 31 de diciembre de 2023, las propiedades, planta y equipo ascendieron a miles de US\$ 2,805,983 y tienen un importe acumulado de depreciación, uso y amortización de miles de US\$ 1,254,334. Como se describe en la Nota 2.4.2.2, la Sociedad utiliza el método de esfuerzo exitoso para contabilizar sus activos para el desarrollo y explotación de petróleo y gas. La depreciación de los activos de petróleo y gas se calcula utilizando el método de unidades de producción basado en las reservas probadas de petróleo y gas, según la estimación realizada por los ingenieros de reservas internos de la Sociedad.

Las reservas de petróleo y gas son aquellos volúmenes de gas natural, petróleo crudo y gas natural licuado que, mediante el análisis de datos de geología e ingeniería, se puede estimar con certeza razonable que son económicamente explotables a una fecha determinada, en yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales actuales. Los ingenieros de reservas internos de la Sociedad evalúan los datos geológicos y de ingeniería al estimar las reservas de petróleo y gas. La estimación de reservas también requiere la selección de premisas, incluidos supuestos sobre los precios del petróleo y el gas, los costos operativos y desembolsos de capital futuros, entre otros. Debido a la complejidad que implica estimar las reservas de petróleo y gas, la Dirección contrató a ingenieros de reservas independientes para certificar las estimaciones de reservas probadas de petróleo y gas preparadas por los ingenieros de reservas internos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024.

Auditar el cálculo de depreciaciones, uso y amortizaciones de la Sociedad, es complejo debido al uso del trabajo de los ingenieros de reservas internos y de los ingenieros independientes y la evaluación por parte de la Dirección de las premisas utilizadas mencionadas anteriormente.

Cómo nuestra auditoría abordó este asunto

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, (i) el entendimiento del proceso del cálculo de las depreciaciones, uso y amortizaciones de propiedades, planta y equipos incluyendo el proceso de la Dirección sobre la integridad y precisión de los datos financieros proporcionados a los ingenieros para su uso en la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, (ii) la evaluación de las calificaciones profesionales y la objetividad de los ingenieros de reservas internos de la Sociedad, quienes son los responsables de la preparación de las estimaciones de reservas, y de los ingenieros de reservas independientes quienes certificaron las mencionadas estimaciones, (iii) la evaluación de la integridad y revisión de los datos financieros utilizados por los ingenieros para la estimación de las reservas probadas de petróleo y gas y (iv) el análisis de su concordancia con la documentación respaldatoria, y la identificación y análisis de otra evidencia corroborativa o contradictoria. Adicionalmente, probamos el cálculo aritmético de las depreciaciones, uso y amortizaciones, y comparamos las cantidades de reservas de petróleo y gas utilizadas en dicho cálculo con los informes de reservas probadas de la Sociedad.

Finalmente, evaluamos la razonabilidad de las revelaciones incluidas en los estados financieros consolidados adjuntos de la Compañía al 31 de diciembre de 2024.

Otra información contenida en el informe anual 2024 de la Compañía

La Administración es responsable de la otra información. La otra información comprende la información incluida en el Reporte Anual presentado a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores ("CNBV") y el informe anual presentado a los accionistas, pero no incluye los estados financieros consolidados, ni nuestro informe de auditoría correspondiente. Esperamos disponer de la otra información después de la fecha de este informe de auditoría.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y no expresamos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre esta.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer y considerar la otra información que identificamos anteriormente cuando dispongamos de ella y, al hacerlo, considerar si existe una inconsistencia material entre la otra información y los estados financieros consolidados o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría o si parece que existe una desviación material en la otra información por algún otro motivo.

Cuando leamos y consideremos el Reporte Anual presentado a la CNBV y el informe anual presentado a los accionistas, concluimos que contiene una desviación material, estamos obligados a comunicar el asunto a los responsables del gobierno de la Compañía y emitir la declaratoria sobre el Reporte Anual requerida por la CNBV, en la cual se describirá el asunto.

Responsabilidades de la Administración y del Comité de Auditoría en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con el negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar la Compañía o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de reporte financiero de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de desviación material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una desviación material cuando existe. Las desviaciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

• Identificamos y evaluamos los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debido a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de continuar como negocio en marcha.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.
- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos al Comité de Auditoría de la Compañía en relación con, entre otros asuntos, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría de la Compañía una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con el Comité de Auditoría de la Compañía, determinamos los más significativos en la auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual y que son, en consecuencia, los asuntos clave de la auditoría. Describimos dichos asuntos en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que un asunto no se debería comunicar en nuestro informe cuando se espera razonablemente que las consecuencias adversas de hacerlo superarían a los beneficios de interés público de dicho asunto.

El socio responsable de la auditoría es quien suscribe este informe.

Mancera, S.C. Integrante de

Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Ciudad de México, México

26 de febrero de 2025

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023
- Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023
- Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Ingresos por ventas a clientes	5	1,647,768	1,168,774
Costo de ventas:			(2.4.22
Costos de operación	6.1	(116,526)	(94,685)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	1,720	(2,058)
Regalías y otros	6.3	(243,950)	(176,813)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de	13/14/15 3.2.7	(437,699) (33,570)	(276,430) (27,539)
activos convencionales Utilidad bruta		817,743	591,249
Gastos de ventas	7	(140,334)	(68,792)
Gastos generales y de administración	8	(108,954)	(70,483)
Gastos de exploración	9	(138)	(16)
Otros ingresos operativos	10.1	54,127	203,812
Otros gastos operativos	10.2	(1,261)	302
Reversión (deterioro) de activos de larga duración	3.2.2	4,207	(24,585)
Utilidad de operación		625,390	631,487
Ingresos por intereses	11.1	4,535	1,235
Gastos por intereses	11.2	(62,499)	(21,879)
Otros resultados financieros	11.3	23,401	(65,484)
Resultados financieros, netos		(34,563)	(86,128)
Utilidad antes de impuestos		590,827	545,359
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	16	(426,288)	(16,393)
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta diferido	16	312,982	(132,011)
(Gasto) por impuesto sobre la renta		(113,306)	(148,404)
Utilidad neta del año		477,521	396,955
		177,021	
Otros resultados integrales Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores			
- (Pérdida) ganancia por remedición actuarial relacionada con beneficios a empleados	23	(10,200)	6,565
- Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta diferido	16	3,570	(2,298)
Otros resultados integrales del año		(6,630)	4,267
Total utilidad integral del año		470,891	401,222
Ganancias por acción			
Básica (en dólares por acción)	12	4.979	4.237
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·			
Diluida (en dólares por acción)	12	4.633	4.000

Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 $\,$

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	2,805,983	1,927,759
Crédito mercantil	14	22,576	22,576
Otros activos intangibles	14	15,443	10,026
Activos por derecho de uso	15	105,333	61,025
Activos biológicos	2.4.17	10,027	-
Inversiones en asociadas	2.4.16	11,906	8,619
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	205,268	136,351
Activos por impuestos diferidos	16	3,565	5,743
Total activos no corrientes		3,180,101	2,172,099
Activos corrientes			
Inventarios	19	6,469	7,549
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	281,495	205,102
Caja, bancos e inversiones corrientes	20	764,307	213,253
Total activos corrientes		1,052,271	425,904
Total activos		4,232,372	2,598,003
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	21.1	398,064	517,874
Otros instrumentos del capital contable	21.1	32,144	32,144
Reserva legal	21.2	8,233	8,233
Pagos basados en acciones		45,628	42,476
Reserva para recompra de acciones	21.2	129,324	79,324
Otros resultados integrales acumulados		(11,057)	(4,427)
Utilidades (pérdidas) acumuladas		1,018,877	571,391
Total capital contable		1,621,213	1,247,015
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	16	64,398	383,128
Pasivos por arrendamiento	15	37,638	35,600
Provisiones	22	33,058	12,339
Deudas financieras	18.1	1,402,343	554,832
Beneficios a empleados	23	15,968	5,703
Total pasivos no corrientes		1,553,405	991,602
Pasivos corrientes			
Provisiones	22	3,910	4,133
Pasivos por arrendamiento	15	58,022	34,868
Deudas financieras	18.1	46,224	61,223
Salarios y contribuciones sociales	24	32,656	17,555
Impuesto sobre la renta	16	382,041	3
Otros impuestos y regalías	25	47,715	36,549
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	487,186	205,055
Total pasivos corrientes		1,057,754	359,386
Total pasivos		2,611,159	1,350,988
Total capital contable y pasivos		4,232,372	2,598,003

Estado de variaciones en el capital contable consolidado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital social	Otros instrumentos del capital contable	Reserva legal	Pagos basados en acciones	Reserva para recompra de acciones	Otros resultados integrales acumulados	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2023	517,874	32,144	8,233	42,476	79,324	(4,427)	571,391	1,247,015
Utilidad neta del año Otros resultados integrales del año	- -		-	- -	-	(6,630)	477,521	477,521 (6,630)
Total resultados integrales	-	-	-	-	-	(6,630)	477,521	470,891
Asamblea General Ordinaria del 6 de agosto de 2024 (1): Constitución de reserva para recompra de acciones	-	- -	-	-	50,000	-	(50,000)	-
Consejo de Administración del 5 de diciembre de 2024 (2): Reducción de capital social	(19,965)	-	-	-	-		19,965	-
Recompra de acciones (2)	(99,846)	-	-	-	-	. <u>-</u>	-	(99,846)
Pagos basados en acciones	1	-	-	3,152 (3)	_	-	-	3,153
Saldos al 31 de diciembre de 2024	398,064	32,144	8,233	45,628	129,324	(11,057)	1,018,877	1,621,213

⁽¹⁾ Ver Nota 21.2. (2) Ver Nota 21.1.

⁽³⁾ Incluye 34,923 de pagos basados en acciones (Nota 8), neto de cargos por impuestos.

Estado de variaciones en el capital contable consolidado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital social	Otros instrumentos del capital contable	Reserva legal	Pagos basados en acciones	Reserva para recompra de acciones	Otros resultados integrales acumulados	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2022	517,873	3 32,144	2,603	40,744	49,465	(8,694)	209,925	844,060
Utilidad neta del año Otros resultados integrales del año		- 	-	- -	-	4,267	396,955 -	396,955 4,267
Total resultados integrales			-	-	-	4,267	396,955	401,222
Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 24 de abril de 2023 ⁽¹⁾ :							(-)	
Constitución de reserva legal		-	5,630	-	-	-	(5,630)	=
Constitución de reserva para recompra de acciones			-	-	29,859	-	(29,859)	-
Pagos basados en acciones	1	-	-	1,732(2)	-	-	-	1,733
Saldos al 31 de diciembre de 2023	517,874	32,144	8,233	42,476	79,324	(4,427)	571,391	1,247,015

⁽¹⁾ Ver Nota 21.2.

⁽²⁾ Incluye 23,133 de pagos basados en acciones (Nota 8), neto de cargos por impuestos.

Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Flujos de efectivo de las actividades de operación: Utilidad neta del año		477,521	396,955
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo			
Partidas relacionadas con actividades de operación:			
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	3.2.7	33,570	27,539
Pagos basados en acciones	8	34,923	23,133
Incremento (disminución) neta en provisiones	10.2	1,261	(578)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	11.3	453	(18,458)
Descuento de activos y pasivos a valor presente	11.3	(933)	(2,137)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	11.3	1,312	2,387
Gasto por impuesto sobre la renta	16	113,306	148,404
Beneficios a empleados	23	489	300
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	3.2.7 /10.1	-	(89,659)
(Reversión) deterioro de activos de larga duración	3.2.2	(4,207)	24,585
Ganancia por acuerdo de farmout	10.1	-	(24,429)
Ingresos por intereses	11.1	(4,535)	(1,235)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	11.3	(14,120)	(19,437)
Depreciaciones y agotamientos	13/15	431,788	272,371
Amortización de activos intangibles	14	5,911	4,059
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	11.2	62,499	21,879
Costo amortizado	11.3	1,649	1,810
Gastos por intereses de arrendamiento	11.3	3,093	2,894
Revaluación de deudas financieras	11.3	-	72,044
Otros resultados financieros	11.3	(14,855)	26,381
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(210,622)	(81,260)
Inventarios	6.2	(1,720)	2,058
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		109,334	61,230
Pagos de beneficios a empleados	23	(424)	(283)
Salarios y contribuciones sociales		(16,247)	(26,441)
Otros impuestos y regalías		(23,396)	(43,507)
Provisiones		2,295	(1,359)
Pagos de impuesto sobre la renta		(29,319)	(67,213)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		959,026	712,033

Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos y activos			
biológicos		(1,052,530)	(688,437)
Cobros procedentes de la cesión de activos convencionales	3.2.7	10,734	10,000
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	14	(11,328)	(7,293)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas		(3,287)	(2,176)
Cobros procedentes de intereses	11.1	4,535	1,235
Cobros procedentes del acuerdo de farmout	10.1	-	26,650
Pagos de anticipos por arrendamientos	17	-	(14,292)
Pagos por adquisición de activos AFBN	29.2.5		(25,000)
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión		(1,051,876)	(699,313)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Deudas financieras recibidas	18.2	1,320,897	318,169
Pagos de capital de las deudas financieras	18.2	(470,351)	(211,499)
Pagos de intereses de las deudas financieras	18.2	(53,897)	(22,993)
Pagos de costos de emisión de deudas financieras	18.2	(7,631)	(1,779)
Pagos de arrendamientos	15	(56,641)	(36,780)
Pagos por recompra de acciones	21.1	(99,846)	(30,700)
Cobros (pagos) de otros resultados financieros	11.3	8,680	(25,562)
Flujos netos de efectivo generados por actividades de financiamiento		641,211	19,556
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo		548,361	32,276
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año Efecto de la exposición del efectivo y equivalentes de efectivo a cambios	20	209,516	241,956
en la moneda extranjera y otros resultados financieros		(2,267)	(64,716)
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo		548,361	32,276
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del año	20	755,610	209,516
Transacciones significativas que no generaron flujo de efectivo			
Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		341,448	152,607
Cambios en la obligación de taponamiento y abandono de pozos que impactan en propiedad, planta y equipos Bajas por cesión de activos convencionales a través de un incremento en	13 / 22.1	23,325	(930)
cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	3.2.7	-	(116,071)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 1. Información del Grupo

1.1 Información general

Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("VISTA", la "Compañía" o "el Grupo"), anteriormente denominada Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., fue constituida el 22 de marzo de 2017 como una sociedad anónima de capital variable, de conformidad con la legislación de los Estados Unidos Mexicanos ("México"). El 28 de julio de 2017, la Compañía adoptó la forma de "Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable" ("S.A.B. de C.V."). El 26 de abril de 2022, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., cambió su nombre a "Vista Energy, S.A.B de C.V.".

El 25 de julio de 2019 la Compañía realizó su oferta pública en la Bolsa de Nueva York ("NYSE" por sus siglas en inglés), y comenzó a operar bajo el símbolo "VIST" al día siguiente. En la misma fecha, la Compañía emitió acciones Serie A adicionales en la Bolsa Mexicana de Valores ("BMV") bajo el símbolo de "VISTA".

El objeto social de la Compañía es:

- (i) adquirir, por cualquier medio legal, cualquier tipo de activos, acciones, participaciones en sociedades, intereses de capital o participaciones en cualquier tipo de empresas, sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o cualquier tipo de entidad dentro del sector energético, sean mexicanas o extranjeras o cualquier otra industria;
- (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles, civiles, asociaciones, fídeicomisos sean mexicanas o extranjeras o de cualquier otra naturaleza;
- (iii) emitir y colocar acciones representativas de su capital social, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en mercados de valores nacionales o extranjeros;
- (iv) emitir y colocar títulos de suscripción de acciones, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en relación con las acciones que representen su capital social o cualquier otro tipo de valores, en mercados de valores nacionales o extranjeros; y
- (v) emitir o colocar instrumentos negociables, instrumentos de deuda o cualquier otra garantía, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en mercados de valores nacionales o extranjeros.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la actividad principal de la Compañía, a través de sus subsidiarias, es la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural ("Upstream"); y es titular de las siguientes concesiones de explotación:

En Argentina

En la cuenca Neuquina:

- (i) 100% en las concesiones de explotación convencionales (no operadas), que se mencionan a continuación:
 - 25 de Mayo Medanito S.E., ubicada en la Provincia de Río Negro y con vencimiento en 2036 (Nota 28.5);
 - Jagüel de los Machos, ubicada en la Provincia de Río Negro y con vencimiento en 2035 (Nota 28.5);
 - Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro con vencimiento en 2026 y 2036, respectivamente (Nota 28.5);
 - Jarilla Quemada (en el área Agua Amarga), ubicada en la Provincia de Rio Negro, con vencimiento en 2040; y
 - Charco del Palenque (en el área Agua Amarga), ubicada en la Provincia de Rio Negro, con vencimiento en 2034.

Estas áreas son operadas por Petrolera Aconcagua Energía S.A. ("Aconcagua") (Nota 3.2.7).

- (ii) 100% en las concesiones de explotación no convencionales (operadas), que se mencionan a continuación:
 - Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, ubicadas en la Provincia del Neuquén, ambas con vencimiento 2053;
 - Aguada Federal y Bandurria Norte, ubicadas en la Provincia del Neuquén, ambas con vencimiento 2050.
- (iii) 84.62% en la concesión de explotación convencional Coirón Amargo Norte (operada), ubicada en la Provincia del Neuquén, con vencimiento 2036.
- (iv) 90% en la concesión de explotación no convencional Águila Mora (operada), ubicada en la Provincia del Neuquén, con vencimiento 2054.

En la cuenca Noroeste:

(v) 1.5% en la concesión de explotación convencional Acambuco (no operada), compuesta por los lotes de explotación "San Pedrito" y "Macueta" ubicados en la Provincia de Salta, con vencimiento en 2036 y 2040, respectivamente. Las mismas son operadas por Pan American Energy.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

En México

(i) 100% en el área CS-01 (operada), ubicada en Tabasco, y con vencimiento en 2047.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía es titular de las siguientes concesiones de transporte, a través de sus subsidiarias:

En Argentina

- (i) 100% en la concesión de Transporte Federal, cuya extensión abarca desde el yacimiento Borde Montuoso (en el área Bajada de Palo Oeste, ubicado en la Provincia del Neuquén) hasta la estación de bombeo La Escondida, con vencimiento en 2053;
- (ii) 100% en la concesión de Transporte Entre Lomas Crudo, cuya extensión abarca desde el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el área Entre Lomas, hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en La Escondida, con vencimiento en 2036 (Nota 28.5);
- (iii) 100% en la concesión de Transporte de crudo 25 de Mayo Medanito S.E., cuya extensión abarca desde el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el área 25 de Mayo-Medanito S.E. (Río Negro), hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en "Medanito", con vencimiento en 2036 (Nota 28.5). Dicha concesión es operada por Aconcagua (Nota 3.2.7);
- (iv) 100% en la concesión de Transporte de gas Entre Lomas, cuya extensión es desde el gasoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Gas ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el área Entre Lomas, hasta el punto que interconecta con el sistema troncal de transporte de gas en la Provincia de Río Negro, con vencimiento en 2036 (Nota 28.5). Dicha concesión es operada por Aconcagua (Nota 3.2.7);
- (v) 100% en la concesión de Transporte de gas Jarilla Quemada, cuya extensión es desde el gasoducto que conecta dicho yacimiento hasta la Estación del Gasoducto Medanito Mainqué, con vencimiento en 2048. Dicha concesión es operada por Aconcagua (Nota 3.2.7).

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México, México, Pedregal 24, piso 4, Colonia Molino del Rey, Alcaldía Miguel Hidalgo, C.P. 11040.

1.2 Transacciones significativas del año

1.2.1 Emisión de obligaciones negociables ("ON") bajo la ley de New York por parte de Vista Energy Argentina S.A.U. ("Vista Argentina")

El 10 de diciembre de 2024 la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, emitió la ON XXVII por un monto total de 600,000 y una vida promedio de 10 años. La misma amortiza en partes iguales en los años 2033, 2034 y 2035; y tiene una tasa de interés anual de 7.625% pagadera en forma semestral.

La mencionada ON fue emitida en los Estados Unidos de América y en otras jurisdicciones al amparo de la Regla 144A y la Regulación S de la Ley de Valores de 1933; y se encuentra emitida en el marco del Programa de Notas aprobado por la Comisión Nacional de Valores ("CNV").

Para mayor detalle ver Nota 18.1.

1.2.2 Acuerdo firmado con Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura") vinculado con los acuerdos de inversión conjunta ("acuerdos de *farmout* I y II") en el Área Bajada del Palo Oeste

El 16 de diciembre de 2024, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina, acordó la cesión a su favor de la participación de Trafigura en los acuerdos de *farmout* I y II (Nota 29.2.1.1 y 29.2.1.2); con efectos a partir del 1 de enero de 2025; momento desde el cual la Compañía tendrá los derechos sobre el 100% de la producción proveniente de los pads objeto de los mismos (el "Acuerdo").

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Como parte del Acuerdo, Vista Argentina pagará a Trafigura un monto de 128,000, el cual se realizará en 48 cuotas mensuales y consecutivas; finalizando en diciembre de 2028.

Asimismo, Vista Argentina y Trafigura celebraron un acuerdo de compraventa de petróleo crudo ("COMA", por sus siglas en inglés), con vigencia a partir del 1 de enero de 2025 y finalizando el 31 de diciembre de 2028, mediante el cual Vista venderá y Trafigura comprará un volumen de 10,000 m3 de petróleo crudo mensual.

Los montos adeudados por Trafigura en relación al COMA serán compensados con las obligaciones de Vista del Acuerdo.

Al 31 de diciembre de 2024, el Acuerdo no tuvo impactos en estos estados financieros consolidados.

1.2.3 Acuerdo por Oleoducto "Vaca Muerta Sur" (el "Oleoducto")

1.2.3.1 Acuerdo de Servicio de Transporte Firme Vaca Muerta Oleoducto Centro ("VMOC")

El 18 de diciembre de 2024, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina celebró un acuerdo con YPF S.A. ("YPF") para la prestación del Servicio de Transporte Firme en VMOC, por medio del cual Vista fue adjudicada con una capacidad de transporte de crudo de 4,500 m3/d durante la fase I, alcanzando 6,800 m3/d con la fase II, la cual se espera que inicie no más allá del 31 de diciembre de 2026.

El acuerdo tiene un plazo de 15 años contados desde que el oleoducto comienza a transportar hidrocarburos ("fecha de inicio de operaciones")

En este marco, la Compañía se comprometió a realizar un adelanto de inversiones equivalentes a una porción del monto total del capital necesario para la construcción del VMOC; el cual luego recuperará de la tarifa mensual del servicio en cuotas fijas iguales y consecutivas a partir de la fecha de inicio de operaciones.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no ha efectuado erogaciones vinculadas con este acuerdo (Nota 33).

1.2.3.2 Vaca Muerta Oleoducto Sur ("VMOS")

El 13 de diciembre de 2024 la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, celebró un acuerdo con YPF, Pampa Energía S.A. y Pan American Sur S.A. (en adelante "los accionistas"), para la adquisición de una participación minoritaria en la Sociedad VMOS S.A., creada a efectos de llevar adelante el Proyecto Vaca Muerta Sur cuyo objetivo es la construcción del oleoducto de exportación de crudo de Vaca Muerta Sur (el "Proyecto").

Se espera que el Proyecto tenga una extensión de 437 kilómetros, uniendo la estación de bombeo de Allen con la localidad de Punta Colorada, y que cuente con una terminal portuaria de carga y descarga con monoboyas interconectadas y una playa de tanques y almacenaje. Adicionalmente, el mismo permitirá transportar un total de hasta 550,000 barriles de crudo por día ("bbl/d"), con posibilidad de ampliarlo hasta 700,000 bbl/d; y se estima iniciar su operación comercial en el segundo semestre de 2027.

El Proyecto requerirá una inversión aproximada de 3,000 millones, la cual será financiada por aportes de los accionistas y financiamiento de terceros.

La Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, cuenta con una participación minoritaria inicial de 14.1%, la cual podrá variar dependiendo del ingreso de otros accionistas al Proyecto, y tiene adjudicada una capacidad de transporte, almacenaje y despacho en el Proyecto de 50.000 bbl/d, en virtud de un contrato de transporte en firme.

La Compañía reconoce su inversión en VMOS S.A. bajo el método de la participación en el rubro "Inversión en asociadas" (Nota 2.4.16).

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía ha otorgado un anticipo a VMOS S.A. por 4,741, registrado en el rubro "Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar" bajo el nombre de "Saldos con partes relacionadas" (Nota 17 y 33).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables materiales

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad - NIIF ("Normas Internacionales de Información Financiera") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés).

Los mismos se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido al valor razonable. Se presentan en dólares estadounidenses ("USD") y todos los valores se redondean en miles, excepto cuando se indique lo contrario.

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 26 de febrero de 2025 y se consideran los eventos posteriores hasta dicha fecha. Estos estados financieros serán presentados en la Asamblea General de Accionistas el 9 de abril de 2025. Los accionistas tienen el poder de aprobar y modificar los estados financieros de la Compañía.

2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB

2.2.1 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones vigentes emitidas por el IASB, adoptadas por la Compañía

Modificaciones a la Norma Internacional de Contabilidad 1 ("NIC"): Presentación de estados financieros - Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En octubre de 2022, el IASB publicó modificaciones a ciertos párrafos de la NIC 1 a fin de especificar los requisitos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. Las modificaciones detallan lo siguiente:

- (i) Se aclara el significado del derecho a diferir la cancelación de un pasivo;
- (ii) Que el derecho de diferir debe existir al final del período sobre el que se informa;
- (iii) La clasificación de un pasivo no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza o no su derecho a diferirlo y;
- (iv) Solo si un derivado implícito de una deuda convertible es un instrumento de capital los términos de un pasivo no afectarían su clasificación.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que inicien a partir del 1 de enero de 2024.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, dado que las políticas contables de la Compañía son congruentes con las modificaciones mencionadas.

Modificaciones a la NIC 7: Estados de flujo de efectivo y NIIF 7: Instrumentos financieros, información a revelar – Revelaciones de acuerdos de financiamiento con proveedores

El 25 de mayo de 2023, el IASB publicó enmiendas a la NIC 7 y NIIF 7, mediante las cuales introduce nuevos requisitos de revelación en las NIIF para mejorar la transparencia y, por lo tanto, la utilidad de la información proporcionada por las entidades sobre los acuerdos de financiamiento con proveedores. Los nuevos requisitos tienen por objeto facilitar una mejor comprensión de los efectos de los acuerdos de financiación con proveedores sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, dado que las políticas contables de la Compañía son congruentes con las modificaciones mencionadas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Modificaciones a la NIIF 16: Arrendamientos – reconocimiento del pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior

En el mes de septiembre de 2022, el IASB publicó enmiendas a la NIIF 16 relacionadas con el reconocimiento del pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior. La modificación especifica los requisitos que un vendedor-arrendatario debe utilizar para cuantificar el pasivo por arrendamiento que surge en la venta, con el objetivo de que el vendedor-arrendatario no reconozca ninguna ganancia o pérdida relacionada con el derecho de uso que retiene.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no posee operaciones de venta con arrendamiento posterior.

2.2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB, aún no vigentes

NIIF 18: Presentación e información a revelar en los estados financieros

El 9 de abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 - Presentación e información a revelar en los estados financieros, la cual modifica a la NIC 1 - Presentación de estados financieros; introduciendo nuevos requisitos para la presentación y revelación de los estados básicos, con sus respectivas notas explicativas; y estableciendo la necesidad de revelar las medidas de rendimiento definidas por la Gerencia.

Entre otros puntos, la NIIF 18 establece la necesidad de clasificar los ingresos y gastos del "Estado de resultados y otros resultados integrales" en las siguientes categorías: (i) operativo; (ii) inversión; (iii) financiación; (iv) impuestos sobre la renta; y (v) operaciones discontinuadas. Así mismo se establece la obligación de presentar subtotales y totales de: (i) resultado de operaciones; (ii) resultado antes de financiación e impuestos sobre la renta; y (iii) resultado del período.

Adicionalmente, la norma requiere que las compañías revelen las medidas de rendimiento de la gestión definidas por la Gerencia (*Management-Defined Performance Measure*", "MPM", por sus siglas en inglés), en una nota a los estados financieros, explicando, entre otros aspectos, la forma de cálculo y su conciliación con la información financiera presentada.

Por último, se han realizado modificaciones de alcance limitado a las siguientes normas: (i) NIC 7 - Estado de Flujos de Efectivo; (ii) NIC 8- Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores; y (iii) NIC 34- Información Financiera Intermedia.

Las modificaciones serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo su aplicación anticipada.

La Compañía se encuentra evaluando los impactos de la NIIF 18 sobre los estados financieros consolidados.

Modificaciones a la NIC 21: Efecto de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera – Falta de intercambiabilidad

En agosto de 2023, el IASB emitió las modificaciones a la NIC 21 - Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera, con el objeto de aclarar cuándo las entidades deben evaluar si una moneda es intercambiable o no a otra moneda; y en su caso cómo debe determinar el tipo de cambio aplicable.

Asimismo, las modificaciones requieren que se revele información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar cómo afecta la falta de intercambiabilidad en el rendimiento y posición financiera, así como en sus flujos de efectivo.

Las modificaciones entrarán en vigencia para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025, permitiéndose su aplicación anticipada, pero sin posibilidad de re expresar la información comparativa.

La Compañía se encuentra evaluando los impactos de dichas modificaciones sobre los estados financieros consolidados.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.3 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados comprenden los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias.

2.3.1 Subsidiarias

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Compañía tiene el control, y esto sucede si y sólo si, la misma posee:

- (i) Poder sobre la entidad;
- (ii) Exposición o derechos a rendimientos variables de su participación en la entidad; y
- (iii) La capacidad de usar su poder sobre la entidad para afectar sus rendimientos.

La Compañía revisa si controla o no una entidad, si los hechos o circunstancias indican que hay cambios en 1 o más de los 3 elementos de control mencionados anteriormente.

Cuando la Compañía no posee la mayoría de los derechos de voto de una entidad en la cual participa, se considera que tiene poder sobre la misma cuando sus derechos de voto son suficientes para otorgarle la capacidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la entidad de manera unilateral.

La Compañía evalúa todos los hechos y circunstancias para determinar si los derechos de voto son suficientes para otorgarle poder sobre una entidad, incluyendo:

- (i) Los derechos de voto de la Compañía en relación con el tamaño y la dispersión de las participaciones de los otros titulares de votos:
- (ii) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros titulares de votos u otras partes;
- (iii) Derechos derivados de otros acuerdos contractuales; y
- (iv) Cualquier hecho y circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene o no la capacidad de dirigir las actividades relevantes en el momento en el que se deben tomar decisiones incluidas las reuniones de votación de accionistas.

Las actividades relevantes son aquellas que afectan significativamente el desempeño de la subsidiaria, tales como la capacidad de aprobar el presupuesto operativo y de capital; la facultad de nombrar al personal clave de la Gerencia, entre otras.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que la Compañía adquiere el control sobre ellas hasta la fecha en que dicho control termina. Específicamente, los ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o dispuesta durante el año se incluyen en el estado de resultados y otros resultados integrales a partir de la fecha en la que se obtiene el control hasta la fecha en que se cede o pierde el control de la subsidiaria.

Las transacciones, saldos y resultados entre compañías del Grupo se eliminan. Cuando es necesario se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para alinear sus políticas contables con las políticas contables de la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

A continuación, se detallan las principales subsidiarias de la Compañía:

	Participación accionaria de la Compañía		I		
Nombre de la Subsidiaria	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	Lugar de operación	Actividad principal	
Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. ("Vista Holding I")	100%	100%	México	Inversora	
Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. ("Vista Holding II")	100%	100%	México	Exploración y producción (1)	
Vista Energy Holding III, S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios	
Vista Energy Holding IV, S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios	
Vista Oil & Gas Holding V B.V.	100%	100%	Países Bajos	Inversora	
Vista Holding VII S.A.U. (2) (4)	100%	100%	Argentina	Inversora	
Vista Argentina (4)	100%	100%	Argentina	Exploración y producción (1)	
Aleph Midstream S.A. ("Aleph") (4)	100%	100%	Argentina	Servicios (3)	
Aluvional S.A. ("Aluvional")	100%	100%	Argentina	Minería e Industria	
AFBN S.R.L. ("AFBN") ⁽⁴⁾	100%	100%	Argentina	Exploración y producción (1)	
VX Ventures Asociación en Participación	100%	100%	México	Inversora	

⁽¹⁾ Se refiere a la exploración y producción de gas natural y petróleo crudo.

2.3.2 Cambios en la participación

Los cambios en las participaciones de la Compañía en sus subsidiarias, que no resultan en una pérdida de control sobre las mismas, se contabilizan como transacciones de capital. Los valores en libros de las participaciones de la Compañía se ajustan para reflejar los cambios en sus participaciones en las subsidiarias.

Cuando la Compañía deja de consolidar o contabilizar una subsidiaria por una pérdida de control, control conjunto o influencia significativa; cualquier participación retenida en la entidad se vuelve a medir a su valor razonable y el cambio en el valor en libros se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales. Este valor razonable se convierte en el valor en libros inicial para los fines de contabilizar posteriormente la participación retenida como asociada, negocio conjunto o activo financiero.

Adicionalmente, cualquier monto previamente reconocido en otro resultado integral con respecto a esa entidad se contabiliza como si la Compañía hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados. Esto puede significar que los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifican al resultado.

Si la participación en un negocio conjunto o una asociada se reduce, pero se retiene el control conjunto o la influencia significativa, solo una parte proporcional de los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifica al resultado.

⁽²⁾ Con fecha 20 de diciembre de 2024 se inscribió la nacionalización de Vista Holding VII S.á.r.l., sociedad originalmente domiciliada en Luxemburgo, adecuándola a la ley argentina y cambiando su denominación social a Vista Holding VII S.A.U.

⁽³⁾ Incluye operaciones destinadas a la captación, tratamiento, transporte y distribución de hidrocarburos y sus derivados.

⁽⁴⁾ Al 31 de diciembre de 2024, los directores de las Compañías decidieron efectuar la fusión por absorción en Vista Argentina de Vista Holding VII S.A.U., Aleph y AFBN. La misma será efectiva a partir del 1 de enero de 2025 y a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados aún se encuentra pendiente de aprobación por la autoridad de aplicación.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.3.3 Acuerdos conjuntos

De acuerdo con la NIIF 11 - Acuerdos Conjuntos, las inversiones se clasifican como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, dependiendo de los derechos y obligaciones contractuales. La Compañía posee operaciones conjuntas, pero no tiene negocios conjuntos.

Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el acuerdo. El control conjunto existe cuando las decisiones sobre las actividades del negocio requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Cuando la Compañía realiza sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, debe reconocer en proporción a su participación:

- (i) Activos y pasivos que mantiene conjuntamente;
- (ii) Ingresos por la venta y participación de su parte de la producción derivada de la operación conjunta; y
- (iii) Sus gastos, incluida la parte de los gastos incurridos conjuntamente.

La Compañía contabiliza los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de acuerdo con las NIIF aplicables. La participación en operaciones conjuntas se basa en los últimos estados financieros disponibles o información financiera al final de cada año, teniendo en cuenta los eventos y transacciones posteriores significativos, así como la información de gestión disponible. De ser necesario, se realizan ajustes a los estados financieros o a la información financiera de la operación conjunta para que sus políticas contables se ajusten a las políticas contables de la Compañía.

Para mayor información sobre las operaciones conjuntas en las que participa la Compañía ver Notas 1.1 y 29.

2.4 Resumen de las políticas contables materiales

2.4.1 Información por segmento

Los segmentos operativos se informan de manera consistente con los informes internos proporcionados al Comité de Dirección Ejecutivo ("el comité" o el "Chief Operating Decision Maker" o "CODM" por sus siglas en inglés).

El CODM, es la máxima autoridad en la toma de decisiones, responsable de asignar recursos y establecer el desempeño de los segmentos operativos de la entidad, y ha sido identificado como el órgano que ejecuta las decisiones estratégicas de la Compañía.

2.4.2 Propiedad, planta y equipos y activos intangibles

Propiedad, planta y equipos

La propiedad, planta y equipos se miden utilizando el modelo del costo, en el cual, el activo se valúa al costo menos la depreciación y cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los costos subsecuentes se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, solo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados fluyan a la Compañía y el costo del mismo pueda ser medido de manera confiable, o en caso contrario dichos costos se reconocen en el resultado en el momento en el que se incurren.

Las obras en curso se registran al costo, menos cualquier pérdida por deterioro, si correspondiese.

Las ganancias y pérdidas por la venta de un activo de propiedad, planta y equipos se determinan comparando la contraprestación recibida con el valor en libros, a la fecha en la cual se generó la transacción.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.2.1 Métodos de depreciación y vidas útiles

Las vidas útiles estimadas, los valores residuales y el método de depreciación se revisan al final de cada período y cualquier cambio se reconoce de forma prospectiva. Se considera que un activo se deteriora, cuando su valor en libros es mayor a su valor recuperable.

La Compañía considera los asuntos relacionados con el clima, incluidos los riesgos físicos y de transición energética, determinando si las regulaciones en materia de clima vigentes pudieran afectar la vida útil o a los valores residuales de la propiedad, planta y equipo, por ejemplo, ante la eventual prohibición o restricción de maquinarias e instalaciones que operen mediante combustibles fósiles o ante la eventual imposición de requisitos adicionales de eficiencia energética (Nota 2.4.19).

La Compañía amortiza los costos de perforación aplicables a pozos productivos y en desarrollo y las instalaciones de producción, de acuerdo con el método de las unidades de producción ("UDP"), aplicando la proporción de petróleo crudo y gas natural producido a las reservas de petróleo crudo y gas natural probadas y desarrolladas, según corresponde.

La propiedad minera se amortiza aplicando la proporción de petróleo crudo y gas natural producido al total estimado de las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural.

Los costos de adquisición de propiedades con reservas no probadas se valúan al costo, y la recuperabilidad se evalúa periódicamente, con base en estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas y recursos que se espera que se prueben durante la vida de cada concesión y no se deprecian.

Los costos capitalizados relacionados con la adquisición de propiedades y la extensión de concesiones con reservas probadas se deprecian por campo sobre una base de UDP al aplicar la proporción de petróleo crudo y gas natural producido a las reservas probadas totales de petróleo crudo y gas natural estimadas (Nota 2.4.2.3).

Los elementos restantes de propiedad, planta y equipos de la Compañía se deprecian por el método de línea recta en función de las vidas útiles estimadas, como se detalla a continuación:

Edificios	50 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Muebles y útiles	10 años
Rodados	5 años
Equipamiento de computación	3 años

Los terrenos no se deprecian.

2.4.2.2 Activos para el desarrollo y explotación de petróleo crudo y gas natural

La Compañía utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar sus actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural.

Este método implica la capitalización de: (i) el costo de adquisición de propiedades en áreas de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural; (ii) el costo de perforación y equipamiento de pozos exploratorios que resultan en el descubrimiento de reservas comercialmente recuperables; (iii) el costo de perforación y equipamiento de los pozos de desarrollo, que se encuentren localizadas en áreas con reservas probadas; y (iv) las obligaciones estimadas por taponamiento y abandono de pozos.

La actividad de exploración y evaluación implica la búsqueda de recursos de hidrocarburos, la determinación de su factibilidad técnica y la evaluación de la viabilidad comercial de un recurso identificado.

De acuerdo con el método del esfuerzo exitoso; los costos de exploración tales como los costos Geológicos y Geofísicos ("G&G"), excluyendo los costos de los pozos exploratorios y 3D sísmico en las concesiones de explotación, se registran en el gasto en el período en que se incurren.

Todos estos costos capitalizados están sujetos a una revisión técnica, comercial y administrativa; y una revisión de los indicadores de deterioro al cierre de cada período de reporte. Cuando se tiene información suficiente de parte de la Gerencia que indique la existencia de indicios de deterioro, la Compañía realiza una prueba de deterioro de acuerdo con las políticas descriptas en la Nota 3.2.2.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las obligaciones de taponamiento y abandono de pozos estimadas iniciales en áreas de hidrocarburos, descontadas a una tasa ajustada por riesgo, se capitalizan en el costo de los activos y se amortizan utilizando el método de UDP. Adicionalmente, se reconoce un pasivo por el valor estimado de los montos a pagar descontados. Los cambios en la medición de estas obligaciones como consecuencia de cambios en el tiempo estimado; el costo o la tasa de descuento, se agregan o se deducen del costo del activo relacionado.

2.4.2.3 Derechos y Concesiones

Los derechos y las concesiones son registradas como parte de propiedad, planta y equipos y se amortizan en función de las UDP sobre el total de las reservas probadas del área correspondiente. El cálculo de la tasa de UDP para la depreciación de los costos de desarrollo toma en cuenta los gastos incurridos hasta la fecha, junto con los gastos de desarrollo futuros autorizados.

2.4.2.4. Crédito mercantil y Otros activos intangibles

(i) Crédito mercantil

El crédito mercantil es el resultado de la combinación inicial de negocios y representa el exceso de la contraprestación transferida sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos. Después del reconocimiento inicial, el crédito mercantil se mide al costo menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

A efectos de las pruebas de deterioro, el crédito mercantil se asigna a partir de la fecha de adquisición a cada una de las unidades generadoras de efectivo ("UGE"), las cuales representan el nivel más bajo dentro de la Compañía en la cual se monitorea el crédito mercantil para fines de gestión interna. El crédito mercantil está sujeto a una prueba de deterioro una vez al año.

Cuando el crédito mercantil se ha asignado a una UGE y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, el crédito mercantil asociado con esa operación eliminada es incluida dentro del valor en libros de esa operación para determinar la ganancia o pérdida por disposición.

La Compañía evalúa constantemente los riesgos relacionados con el clima, incluyendo los riesgos físicos y de transición energética, al medir el valor recuperable del crédito mercantil (Nota 2.4.19).

(ii) Otros activos intangibles

Los otros activos intangibles adquiridos de forma separada se miden siguiendo el modelo del costo donde, después del reconocimiento inicial, el activo se valúa al costo menos la amortización y cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los activos intangibles se deprecian por el método de línea recta, las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica estimada de 3 años. La amortización de estos activos se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

La vida útil estimada, el valor residual y el método de amortización se revisa al final de cada período y cualquier cambio se reconoce de forma prospectiva.

2.4.3 Arrendamientos

La Compañía tiene contratos de arrendamientos para ciertos rubros como edificios, instalaciones y maquinaria, que reconoce bajo NIIF 16.

La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha en la que el activo subyacente está disponible para su uso. Los mismos se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, y se ajustan por cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento. El costo de estos activos incluye el monto de los pasivos reconocidos, los costos directos iniciales incurridos y los pagos realizados en la fecha de inicio o antes. A menos que la Compañía esté razonablemente segura de obtener la propiedad del activo arrendado al final del plazo del contrato, estos activos se deprecian en línea recta durante el plazo del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro, según lo detallado en la política contable sobre el deterioro de activos de larga duración distintos al crédito mercantil (Nota 3.2.2.).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía reconoce los pasivos por arrendamiento medidos al valor presente de los pagos que se realizarán durante el plazo del mismo. Estos pagos incluyen montos fijos, montos variables que dependen de un índice o una tasa, e incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra y los pagos de multas por rescindir un contrato de arrendamiento. La Compañía determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del mismo, junto con cualquier período posible de extensión, si es razonablemente cierto que se ejerza. Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, la Compañía utiliza la tasa de interés implícita en el arrendamiento.

Después de la fecha de inicio el monto del pasivo se incrementará para reflejar el devengamiento de intereses y se reducirá por los pagos realizados. Además, el valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, en los pagos o un cambio en la evaluación para comprar el activo subyacente.

La Compañía aplica la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo (es decir, que tienen un plazo de 12 meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento de activos que se consideran individualmente de bajo valor. Los pagos de arrendamiento de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

2.4.4 Deterioro de propiedad, planta y equipo, activos por derecho de uso y otros activos intangibles identificables ("activos de larga duración") distintos al crédito mercantil

Los otros activos de larga duración con vida útil definida se someten a pruebas de deterioro cuando existen indicios de que el valor en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro del valor cuando el valor en libros del activo excede su valor recuperable. El valor recuperable es el mayor entre: (i) el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y; (ii) el valor de uso.

Con el fin de evaluar el deterioro, los activos se agrupan en los niveles más bajos para los cuales existen flujos de efectivo identificables por separado, que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos UGE. Los activos de larga duración que han sido amortizados son revisados para una posible reversión del deterioro al final de cada período de reporte.

La Compañía evalúa si los riesgos climáticos, incluidos los riesgos físicos y de transición energética, podrían tener un impacto significativo; y su eventual inclusión en los flujos de efectivo para determinar el valor recuperable (Nota 2.4.19).

Para mayor información sobre el deterioro de activos de larga duración distintos al crédito mercantil ver Nota 3.2.2.

2.4.5 Conversión de moneda extranjera

2.4.5.1 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional, que corresponde a la moneda del entorno económico primario en el que opera la Compañía y sus subsidiarias, es el USD. La determinación de la moneda funcional involucra la realización de ciertos juicios y la misma debe ser revaluada si hay un cambio en las condiciones que sea determinante para el entorno económico primario.

La moneda de presentación de la Compañía es el USD.

2.4.5.2 Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional ("moneda extranjera") quedan registradas al tipo de cambio de la fecha de cada transacción. Las ganancias y pérdidas resultantes de la liquidación de cualquier transacción y de la conversión al tipo de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en "Otros resultados financieros" dentro de "Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta".

Los saldos monetarios en moneda extranjera se convierten al cierre de cada año al tipo de cambio oficial de cada país.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.6 Instrumentos financieros

2.4.6.1 Activos financieros

2.4.6.1.1 Clasificación

(i) Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros se clasifican y se miden al costo amortizado cuando: (i) el objetivo de la Compañía es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y (ii) los términos contractuales, en fechas específicas, tienen flujos de efectivo que son únicamente pagos del capital e intereses sobre el principal pendiente.

(ii) Activos financieros a valor razonable

Los activos financieros se clasifican y se miden a valor razonable con cambios en otros resultados integrales consolidados, si los mismos se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo los activos financieros. En cambio se mide a valor razonable con cambios a resultados si los criterios mencionados anteriormente no se han cumplido.

2.4.6.1.2 Reconocimiento y medición

En el reconocimiento inicial, la Compañía mide un activo financiero a su valor razonable más los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del mismo.

La Compañía reclasifica los activos financieros si y solo si se modifica el objetivo con respecto a la administración de los mismos.

2.4.6.1.3 Deterioro de activos financieros

La Compañía reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas ("ECL" por sus siglas en inglés) para todos los activos financieros que no se mantienen a valor razonable con cambios en resultados. Las ECL se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos y todos los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir.

Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, la Compañía calcula una reserva para ECL en cada fecha de reporte.

Las pérdidas crediticias esperadas en las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, se estiman caso por caso en función de la experiencia de incumplimiento del deudor y de un análisis de la situación financiera actual del mismo; el cual es ajustado por las condiciones económicas generales de la industria; su evaluación actual y un pronóstico de la Gerencia de las condiciones existentes a la fecha de reporte.

La Compañía reconoce la ECL de un activo financiero cuando los pagos contractuales están vencidos a más de 90 días, o bien cuando la información interna o externa indica que es poco probable que reciba los montos contractuales pendientes.

Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

2.4.6.1.4 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se exponen separados en el estado de situación financiera consolidado a menos que se cumplan los siguientes criterios: (i) la Compañía tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; y (ii) la Compañía pretende liquidar sobre una base neta o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente. Un derecho de compensación es aquel que tiene la Compañía para liquidar un importe a pagar a un acreedor aplicando contra él un importe a cobrar de la misma contraparte.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

Los instrumentos de pasivo y capital emitidos por la Compañía se clasifican como pasivos financieros o capital de acuerdo a la naturaleza del contrato y su definición.

(i) Pasivos financieros

Una obligación contractual se clasifica como un pasivo financiero y se mide a valor razonable con cambios en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se pueden medir al costo amortizado (utilizando el método de interés efectivo) o al valor razonable con cambios en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados.

El método de interés efectivo se utiliza para calcular el costo amortizado y para asignar gastos de intereses durante el período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta los pagos futuros en efectivo estimados a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero.

La Compañía reconoce la cancelación de un pasivo financiero cuando sus obligaciones se liberan, cancelan o expiran. La diferencia entre el importe en libros de dicho pasivo financiero y la contraprestación pagada, se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro en términos sustancialmente diferentes; o bien los términos de un pasivo existente se modifican significativamente, dicho intercambio o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores contables respectivos se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos y colaterales en caso de existir. Los pasivos financieros suscriptos en Unidades de Valor Adquisitivo ("UVA") son actualizados a su Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER") a cada fecha de cierre, reconociendo los efectos en "Otros resultados financieros" dentro de "Revaluación de deudas financieras".

(ii) Instrumentos de capital

Un instrumento de capital es cualquier contrato que evidencia una participación en el capital contable de una entidad, y se reconocen por el monto erogado por dicho instrumento, netos de los costos directos de emisión.

(iii) <u>Instrumentos compuestos</u>

Las partes componentes de los instrumentos compuestos emitidos por la Compañía se clasifican por separado como pasivos financieros e instrumentos de capital de acuerdo con la sustancia de los acuerdos contractuales y las definiciones de un pasivo financiero y un instrumento de capital. Un instrumento de capital es una opción de conversión que se liquidará mediante el intercambio de una cantidad fija de efectivo u otro activo financiero por un número fijo de los instrumentos de capital propios de la Compañía.

El valor razonable del componente del pasivo, si lo hubiera, se estima utilizando la tasa de interés de mercado prevaleciente para instrumentos no convertibles similares. Esta cantidad se registra como un pasivo sobre una base de costo amortizado utilizando el método de interés efectivo hasta que se extinga al momento de la conversión o en la fecha de vencimiento del instrumento.

Una opción de conversión clasificada como capital se determina deduciendo el monto del componente del pasivo del valor razonable del instrumento compuesto en su totalidad. Esto se reconoce e incluye en el capital, neto de los efectos del impuesto sobre la renta y no se vuelve a medir posteriormente. Además, la opción de conversión clasificada como instrumento de capital permanece en el capital hasta que se ejerce la opción de conversión, en cuyo caso, el saldo reconocido en el capital se transfiere a otra cuenta de capital. Cuando la opción de conversión no se ejerce en la fecha de vencimiento de las obligaciones negociables, el saldo reconocido en el capital se transfiere a las ganancias acumuladas. No se reconoce ninguna ganancia o pérdida en resultados luego de la conversión o vencimiento de la opción de conversión.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los costos de transacción relacionados con la emisión de los instrumentos compuestos se asignan a los componentes de pasivo y capital en proporción a la asignación de los recursos brutos. Los costos de transacción relacionados con el componente de capital se reconocen directamente en el capital. Los costos de transacción relacionados con el componente de pasivo se incluyen en el importe en libros del componente de pasivo y se amortizan durante la vida de las obligaciones negociables utilizando el método de interés efectivo.

2.4.7 Reconocimiento de ingresos por contratos con clientes y otros ingresos

2.4.7.1 Ingresos por ventas a clientes

Los ingresos que surgen de la venta de petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo ("GLP") se reconocen en el momento en el que el control de los bienes se transfiere al cliente.

Los mismos reflejan la contraprestación a la que la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes, reconociendo un crédito en la línea "Cuenta por cobrar de petróleo y gas (neto de reservas por pérdidas crediticias esperadas)" (Nota 17). Al 31 de diciembre de 2024, el plazo normal de crédito es de 15 días para las ventas de petróleo crudo y de 57 días para las ventas de gas natural y GLP. La Compañía ha llegado a la conclusión de que actúa como principal en sus acuerdos de ingresos porque normalmente controla los bienes antes de transferirlos al cliente.

En la Nota 5.1 se han desglosado los ingresos por (i) tipo de productos y; (ii) canales de distribución. Todos los ingresos de la Compañía se reconocen en un momento determinado.

2.4.7.2 Saldos contractuales

Activos contractuales

Un activo contractual es el derecho a una contraprestación a cambio de bienes o servicios transferidos al cliente. En caso de que la transferencia de bienes o servicios se realice antes de recibir el pago y/o la contraprestación acordada, se reconoce un activo contractual por la misma. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía no tiene activos contractuales.

Pasivos contractuales

Un pasivo contractual es la obligación de transferir bienes o servicios a un cliente por el cual la Compañía ha recibido una contraprestación. Si un cliente paga una contraprestación antes de que la Compañía transfiera bienes o servicios, se reconoce un pasivo contractual. Cuando la Compañía se desempeña conforme al contrato, los pasivos se reconocen como ingresos.

2.4.7.3 Otros ingresos operativos

La Compañía expone sus otros ingresos operativos en la Nota 10.1 e incluyen principalmente: (i) ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales (Nota 3.2.7); (ii) ganancia por Programa de Incremento Exportador (Nota 2.5.2); (iii) ganancia por acuerdo de *farmout* (Nota 29.2.1.1 y 29.2.1.2) y; (iv) otros ingresos que no se vinculan directamente con la actividad principal de la Compañía.

La Compañía reconoce los ingresos por la prestación de servicios a lo largo del tiempo, utilizando el método de entrada para medir el progreso de la prestación del servicio.

2.4.8 Inventarios

Los inventarios se componen de existencias de petróleo crudo y materiales y repuestos, y se miden al menor entre el costo y el valor neto de realización.

El costo de los inventarios de petróleo crudo incluye los gastos incurridos en la producción y otros costos necesarios para llevarlos a su ubicación y condición necesarios para la venta. El costo de los materiales y repuestos se determina utilizando el método de Precio Promedio Ponderado.

El valor neto de realización se define como el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos directos estimados para realizar la venta.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La evaluación del valor recuperable de estos activos se realiza en cada fecha de reporte, y la pérdida resultante se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

Los materiales y repuestos significativos que la Compañía no espera utilizar durante los próximos 12 meses, se incluyen en el rubro "Propiedad, planta y equipos".

2.4.9 Efectivo y equivalentes de efectivo

Para efectos de presentación del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y equivalentes de efectivo incluyen: (i) efectivo disponible y depósitos a la vista mantenidos en bancos e instituciones financieras; y (ii) otras inversiones a corto plazo de gran liquidez; con vencimientos originales de 3 meses o menos, fácilmente convertibles a efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en el valor.

En caso de existir sobregiros bancarios, los mismos se exponen dentro de los pasivos corrientes en el estado de situación financiera consolidado. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo consolidado ya que no forman parte de las disponibilidades de la Compañía.

2.4.10 Capital contable

Los movimientos de capital contable se han contabilizado de acuerdo con las normas legales o reglamentarias; y las políticas contables y decisiones de la Compañía.

(i) Capital social

El capital social está compuesto por las contribuciones que realizaron los accionistas, los pagos basados en acciones; neto de acciones recompradas en el mercado. El mismo, está representado por acciones en circulación a valor nominal e integrado por acciones Serie A y C.

(ii) Otros instrumentos del capital contable

Los otros instrumentos del capital contable se vinculan con el capital social generado por el ejercicio sin pago en efectivo de los títulos opcionales, que permitieron a los tenedores de los mismos obtener 1 acción Serie A, por cada 31 títulos opcionales de los que sean propietarios (Nota 18.3 y 21.1).

(iii) Reserva legal

La reserva legal (de acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas) surge de la asignación de al menos el 5% de la utilidad neta del año, utilizando como base los Estados Financieros no consolidados de la Compañía. La misma debe incrementarse hasta alcanzar el 20% del capital social.

(iv) Reserva para recompra de acciones

La reserva para recompra de acciones, está vinculada con la creación de un fondo para la adquisición de acciones propias de la Compañía, la cual está sujeta a las disposiciones de la Ley de Mercado de Valores de México; y debe ser aprobada por la Asamblea General Ordinaria, cumpliendo los siguientes requisitos:

- (i) debe efectuarse en alguna bolsa de valores autorizada en México;
- (ii) debe realizarse a precio de mercado, a menos que se trate de ofertas públicas autorizadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores ("CNBV").

(v) Otros resultados integrales acumulados

Los otros resultados integrales acumulados incluyen ganancias y pérdidas actuariales vinculados con la remedición de los planes de beneficios definidos a empleados y el efecto fiscal relacionado.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

(vi) Utilidades (pérdidas) acumuladas

Los resultados acumulados comprenden las utilidades (o pérdidas) de años anteriores que no fueron desafectadas, los montos transferidos de otros resultados integrales y los ajustes de años anteriores. Los mismos pueden ser distribuibles como dividendos por decisión de la Compañía, siempre y cuando no estén sujetas a restricciones legales o contractuales.

De manera similar, a los efectos de las reducciones de capital, estas distribuciones estarán sujetas a la determinación del impuesto sobre la renta de acuerdo con la tasa aplicable, a excepción del capital social contribuido recalculado o si estas distribuciones provienen de la Cuenta de Utilidad Fiscal Neta ("CUFIN").

2.4.11 Beneficios para empleados

2.4.11.1 Salarios y contribuciones sociales

Los pasivos por salarios y contribuciones sociales que se esperan liquidar dentro de los 12 meses posteriores al cierre del período se reconocen por los montos que se esperan pagar; y se exponen en el rubro de "Salarios y contribuciones sociales" corrientes en el estado de situación financiera consolidado (Nota 24).

Los costos relacionados con las ausencias compensadas, tal como es el caso de las vacaciones, los bonos e incentivos, se reconocen a medida que se devengan.

En México, la participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía ("PTU") se paga a empleados calificables; y se calcula utilizando la misma base imponible del impuesto sobre la renta, excepto por lo siguiente:

- (i) La participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía, pagados durante el año, ni las pérdidas fiscales pendientes de aplicar de años anteriores; y
- (ii) Los pagos que a su vez sean exentos para los empleados.

La PTU se registra en los resultados del año en que se causa, en el estado consolidado de resultados y otros resultados integrales, en la línea "Beneficios a empleados".

El monto de la PTU asignada a cada trabajador no podrá exceder el equivalente a 3 meses de su salario vigente, o la PTU promedio percibida por el empleado en los 3 años anteriores, la que sea mayor. Si la PTU determinada es menor o igual a este límite, la PTU causada será la que se determine aplicando el 10% de la renta gravable o imponible de la empresa. Si la PTU causada es superior al límite, el límite aplicará y ésta deberá considerarse como la PTU causada del período.

2.4.11.2 Beneficios a empleados

La Compañía mantiene un plan de beneficios definidos descripto en la Nota 23. Dicho plan consiste en una cantidad de prestaciones de pensión que determinados empleados recibirán al jubilarse, dependiendo de factores, como la edad, los años de servicio y la compensación. De acuerdo con las condiciones establecidas en cada plan, el beneficio puede consistir en un pago único o en pagos complementarios a los que realiza el sistema de pensiones.

El costo de los planes de beneficios definidos a empleados se reconoce periódicamente de acuerdo con las contribuciones realizadas por la Compañía.

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los períodos en que los empleados prestan los servicios que originan la contraprestación.

El pasivo por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera consolidado es el valor actual de la obligación por prestaciones definidas, neta del valor razonable de los activos del plan. La obligación del beneficio definido se calcula por lo menos al cierre de cada año, por actuarios independientes, utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por prestaciones definidas se determina descontando las salidas futuras de efectivo estimadas utilizando suposiciones actuariales futuras sobre las variables demográficas y financieras que afectan la determinación del monto de dichas prestaciones.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las ganancias y pérdidas actuariales derivadas de los cambios en los supuestos actuariales se reconocen en otros resultados integrales en el período en que surgen y no podrán ser reclasificados a resultados en períodos posteriores; así mismo los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

2.4.12 Costos de financiamiento

Los costos de financiamiento ya sean generales o específicos, directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos que necesariamente requieren de un período prolongado de tiempo para su finalización, son incluidos como parte del costo de adquisición de dichos activos hasta el momento en que los mismos se encuentran listos para el uso esperado o en las condiciones necesarias para su venta.

Los ingresos devengados por inversiones temporales de préstamos específicos se deducen de los costos de financiamiento que reúnen las condiciones para su capitalización. Otros costos financieros se contabilizan en el período en que se incurren.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía no ha capitalizado ningún costo de financiamiento dado que no tuvo activos calificables, excepto por los intereses generados por el descuento a valor actual del pasivo por arrendamiento revelados en la Nota 15.

2.4.13 Provisiones y pasivos contingentes

La Compañía reconoce las provisiones cuando se cumplen las siguientes condiciones: (i) se 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 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.

2.4.13.1 Provisión para contingencias

Las provisiones para contingencias probables, se miden al valor actual de los importes que se esperan se requieran para cancelar la obligación presente, teniendo en cuenta la mejor información disponible a la fecha de los estados financieros en base a la opinión de los asesores legales de la Compañía. Estas estimaciones se revisan y ajustan periódicamente.

Los pasivos contingentes posibles son: (i) obligaciones que surgen de eventos pasados y cuya existencia se confirmará solo por la ocurrencia o no de eventos futuros inciertos que no están totalmente bajo el control de la entidad; o (ii) obligaciones actuales que surgen de eventos pasados, pero no es probable que se requiera una salida de recursos para su liquidación; o cuya cantidad no se puede medir con suficiente fiabilidad. Estos pasivos se revelan en notas a los estados financieros consolidados (Nota 28).

Los pasivos contingentes, cuya probabilidad es remota, no se revelan.

2.4.13.2 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.

En general, la obligación surge cuando se instala el activo o se modifica el terreno o ambiente en la ubicación de los pozos.

Cuando se reconoce inicialmente el pasivo, el valor actual de los costos estimados se capitaliza, aumentando el valor en libros de los activos relacionados a la extracción de petróleo crudo y gas natural en la medida en que se hayan incurrido como consecuencia del desarrollo o construcción de los pozos.

Las provisiones adicionales que surgen debido a un mayor desarrollo o construcción de los pozos e instalaciones de producción de petróleo crudo y gas natural, incrementan el costo del activo correspondiente al momento de originarse el pasivo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los cambios en el tiempo estimado o el costo de taponamiento y abandono de pozos se tratan de manera prospectiva, registrando un ajuste a la provisión y al activo correspondiente.

2.4.13.3 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.

El monto reconocido es la mejor estimación del gasto requerido para cancelar la obligación. Para considerar el efecto del valor tiempo se reconoce al valor actual del gasto futuro estimado. El efecto de dicha estimación se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

La Compañía evalúa si los riesgos climáticos, incluidos los riesgos físicos y de transición energética, podrían tener un impacto significativo. De ser así, dichos riesgos se incluirían en los flujos de efectivo proyectados para estimar los costos de remediación ambiental (Nota 2.4.19).

2.4.14 Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta del período incluye el impuesto sobre la renta corriente y el impuesto sobre la renta diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultado integral consolidado, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital contable.

Los activos y pasivos por impuestos corriente y diferido no se han descontado, y se expresan a sus valores nominales.

Las tasas de impuesto sobre la renta vigentes en Argentina y México al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son del 35% y 30%, respectivamente. Para mayor información ver Nota 16, 30.2 y 30.4.

2.4.14.1 Impuesto sobre la renta corriente

El impuesto sobre la renta corriente del año se calcula en base a las leyes tributarias vigentes promulgadas por la autoridad tributaria correspondiente.

La Compañía evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación. Cuando los tratamientos fiscales son inciertos y se considera probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, los impuestos sobre la renta se reconocen de acuerdo con sus cálculos e interpretaciones. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando el monto más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

La Compañía opera en varias jurisdicciones y se rige en base a las leyes vigentes promulgadas por cada autoridad tributaria. Existen algunas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final del impuesto es incierta, ya que hay situaciones en las que la regulación fiscal está sujeta a interpretación por parte de la Compañía.

2.4.14.2 Impuesto sobre la renta diferido

El impuesto sobre la renta diferido se reconoce, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus valores en libros en los estados financieros.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el período en que se liquiden los mismos, sobre la base de las tasas impositivas (y leyes fiscales) que se han promulgado al final del período en que se reporta.

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido solo se compensan cuando existe un derecho legalmente exigible; y se relacionan con los impuestos sobre la renta aplicados por la misma autoridad tributaria.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los activos por impuesto sobre la renta diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la ganancia fiscal futura esté disponible y se pueda usar contra diferencias temporarias. El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada período y se reduce en la medida en que ya no sea probable que haya suficientes ganancias futuras para permitir la recuperación total o parcial del activo.

2.4.15 Pagos basados en acciones

La Compañía otorga a algunos empleados una remuneración en acciones; mediante la cual estos reciben como contraprestación instrumentos de capital ("Transacciones con pagos basados en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital").

Transacciones con pagos basados en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital

El costo de dichas transacciones se determina por el valor razonable en la fecha de otorgamiento utilizando un modelo de valuación adecuado (Nota 31).

Dicho costo se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales en el rubro "Gastos generales y de administración" en la línea "Pagos basados en acciones", cuya contrapartida es el aumento en el capital contable durante el período en que se cumple el servicio y las condiciones de rendimiento.

El 22 de marzo de 2018 la Compañía aprobó un Plan de Incentivos a Largo Plazo ("LTIP" por sus siglas en inglés) cuyo objetivo es atraer y retener a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores. El LTIP incluye los siguientes mecanismos para recompensar y retener al personal clave:

(i) Opción de compra de acciones ("SOP" por sus siglas en inglés)

El plan de opción de compra de acciones otorga al participante el derecho de comprar una cantidad de acciones durante un período de tiempo. El costo del plan de compra de acciones liquidado con capital se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del plan. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Gastos generales y de administración" en la línea "Pagos basados en acciones".

(ii) Acciones restringidas ("RS" por sus siglas en inglés)

El plan de acciones restringidas otorga al participante, beneficios adicionales a través de un plan que se ha clasificado como pagos basados en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital. El costo de este se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del mismo. El costo de compensación liquidado en el capital se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Gastos generales y de administración" en la línea "Pagos basados en acciones".

(iii) Acciones restringidas de rendimiento ("PRS" por sus siglas en inglés)

El plan de acciones restringidas de rendimiento otorga al participante, el derecho de recibir PRS después de haber alcanzado ciertos objetivos de rendimiento durante un período de servicio. PRS ha sido clasificado como pagos basados en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital. El costo del mismo se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del mismo. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Gastos generales y de administración" en la línea "Pagos basados en acciones".

2.4.16 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía tiene influencia significativa, que le otorga el poder de participar en las decisiones de las políticas financieras y operativas de la asociada, pero no implica un control o control conjunto sobre la misma. Las consideraciones con respecto al control e influencia significativa son similares a las efectuadas por la Compañía con respecto a sus subsidiarias (Nota 2.3.1).

Las inversiones en asociadas se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, utilizando el método de participación, a través del cual se registra la parte proporcional en los resultados y en el capital contable. Dicho método de participación se aplica desde la fecha en que se tiene influencia significativa sobre las asociadas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las asociadas deben preparar sus estados financieras, utilizando las mismas políticas contables que las utilizadas en la elaboración de estos estados financieros consolidados.

La participación de la Compañía en las utilidades o pérdidas netas de las asociadas, posteriores a la adquisición, se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las inversiones en asociadas ascienden a 11,906 y 8,619, respectivamente.

2.4.17 Activos Biológicos

Los activos biológicos se miden, tanto al momento de su reconocimiento inicial como al final de cada período a su valor razonable menos los costos de venta en el momento de la cosecha o en el punto de recolección.

Las ganancias y pérdidas que surgen como resultado de la medición a valor razonable, en el reconocimiento inicial o posterior, se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales del período.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía posee activos biológicos por 10,027, vinculados principalmente con plantaciones forestales, y su valor razonable menos los costos de venta son similares al costo de reposición, ya que se encuentran en el ciclo de crecimiento inicial.

Las plantaciones forestales se clasifican como activos biológicos no corrientes, ya que no se espera que sean cosechadas dentro de los próximos 12 meses.

2.4.18 Empresa en marcha

El Consejo de Administración supervisa periódicamente la posición de efectivo y los riesgos de liquidez del Grupo para garantizar que tenga fondos suficientes para cumplir con los requisitos de financiación operativos y de inversión previstos.

Teniendo en cuenta las condiciones del entorno macroeconómico, el desempeño de las operaciones y la posición de efectivo del Grupo, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los Directores consideran, al momento de aprobar los estados financieros, que existe una expectativa razonable de que el Grupo pueda cumplir con todas sus obligaciones en el futuro previsible. Por esta razón, estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de empresa en marcha.

2.4.19 Asuntos relacionados con el clima

La Compañía evalúa periódicamente los posibles impactos que podrían tener los asuntos relacionados con el clima en las estimaciones y supuestos en los que se basan algunas partidas de los estados financieros.

Aunque la Compañía considera que su modelo de negocio seguirá siendo viable tras la transición a una economía con bajas emisiones de carbono, los asuntos relacionados con el clima aumentan la incertidumbre en las siguientes estimaciones y supuestos:

- (i) Vida útil de la propiedad, planta y equipo: al momento de revisar los valores residuales y las vidas útiles esperadas de los activos, la Compañía considera los asuntos relacionados con el clima y legislación vigente a efectos de determinar si los mismos pudieran restringir el uso de los activos o requerir un importante gasto de capital adicional (Nota 2.4.2.1).
- (ii) Deterioro de activos de larga duración y crédito mercantil: al momento de determinar el valor recuperable de dichos activos, la Compañía considera los asuntos relacionados con el clima y las regulaciones de cambio climático aplicables (Nota 3.2.1 y 3.2.2).
- (iii) Pasivo por remediación ambiental: la Compañía considera el impacto que pudiera tener los asuntos relacionados con el clima, al momento de estimar los costos futuros de desmantelamiento (Nota 2.4.13.3).

Si bien la Compañía considera que los riesgos relacionados con el clima no tienen un impacto significativo en los estados financieros consolidados, monitorea permanentemente los cambios e innovaciones relevantes.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.5 Marco regulatorio

A- Argentina

2.5.1. Marco normativo de la actividad hidrocarburífera

En la República Argentina la actividad de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos se rige por la Ley No. 17,319 y sus modificatorias ("Ley de Hidrocarburos Argentina"); la cual establece el marco regulatorio para la exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos (petróleo y gas natural) en el país.

A continuación se detallan las principales modificaciones a la Ley de Hidrocarburos Argentina:

(i) Ley No. 27,007:

- Establece los términos para los permisos de exploración y las concesiones de explotación y transporte, haciendo una distinción entre convencional y no convencional, la plataforma continental y las reservas marinas territoriales;
- Mantiene el porcentaje del 12% en concepto de regalías al otorgante de las concesiones de explotación calculadas sobre los hidrocarburos extraídos en boca del pozo. En caso de extensión, se puede establecer hasta 3% de regalías adicionales, y hasta un máximo del 18%; y
- Impide que el Gobierno Nacional y las Provincias reserven áreas a favor de empresas o entidades públicas o mixtas, independientemente de su forma legal. Por lo tanto, los contratos celebrados por las empresas provinciales para la exploración y el desarrollo de áreas reservadas antes de esta enmienda se salvaguardan.

Sin perjuicio de ello, la Provincia del Neuquén posee su propia Ley de Hidrocarburos No. 2,453. Por lo tanto, los activos que la Compañía posee en la Provincia del Neuquén se rigen por dicha Ley, mientras que los demás, ubicados en la Provincia de Rio Negro y Salta se rigen por la Ley No. 17,319 y sus modificatorias.

(ii) Ley No. 27,742:

El 28 de junio de 2024, la Cámara de Diputados de la Nación aprobó la Ley No. 27,742 de "Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos" y la Ley No. 27,743 de "Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes" (conjuntamente la "Ley de Bases"). Con fecha 8 de julio de 2024, la Ley de Bases fue promulgada mediante Decretos No. 592/2024 y 593/2024, respectivamente, y publicadas en el Boletín Oficial.

La misma, tiene como principal objetivo desregular la economía argentina y adecuar el funcionamiento y estructura del Estado; declarando la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año; y delegando en el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") diversas facultades legislativas; como principales medidas.

En lo que respecta a las principales modificaciones de la Ley de Hidrocarburos Argentina, se destaca:

- Elimina el concepto de autoabastecimiento energético existente al momento, con el objeto de maximizar la renta empresaria obtenida de la explotación de los recursos;
- Establece que el Poder Ejecutivo (Nacional o Provincial, según corresponda), podrá otorgar permisos de almacenaje y habilitaciones para procesamiento de hidrocarburos; con los requisitos y las condiciones que determina la Ley de Hidrocarburos Argentina;
- Otorga a los productores el derecho a comercializar, transportar e industrializar libremente los hidrocarburos y sus derivados; a la vez que prohíbe al PEN intervenir o fijar precios;
- Establece la libre exportación e importación de hidrocarburos y sus derivados; eliminando la potestad de la Secretaria de Energía de objetar tales permisos;
- Modifica el régimen de adquisición y plazos de vigencia de concesiones no convencionales a partir de la reconversión de concesiones convencionales:

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- Faculta a la autoridad de aplicación a otorgar concesiones por plazos distintos a los establecidos en la Ley de Hidrocarburos Argentina;
- Modifica el régimen de prórrogas para las nuevas concesiones;
- Impone la realización de proceso licitatorio para la adjudicación de nuevas concesiones al finalizar el plazo de las existente.

Otro de los puntos destacados de la Ley de Bases es la creación del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ("RIGI"), que incluye garantías de estabilidad y beneficios impositivos, aduaneros y cambiarios para aquellos proyectos orientados a distintos sectores, incluidos energía y petróleo y gas que cumplan ciertas condiciones.

El RIGI fue reglamentado y publicado en el Boletín Oficial con fecha 23 de agosto de 2024, mediante Decreto No. 749/2024, incluyendo dentro del régimen para el sector de petróleo y gas únicamente a las siguientes actividades: (i) construcción de plantas de tratamiento, de separación de líquidos del gas natural, oleoductos, gasoductos y poliductos e instalaciones de almacenamiento; (ii) transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos; (iii) petroquímica, incluyendo producción de fertilizantes, y refinación; (iv) producción, captación, tratamiento, procesamiento, fraccionamiento, licuefacción de gas natural y transporte de gas natural destinado a la exportación de gas natural licuado, así como las obras de infraestructura necesarias para el desarrollo de la industria; y (v) exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos costa afuera.

La Ley de Bases no ha tenido impacto significativo en los estados financieros consolidados.

2.5.2. Programa de Incremento Exportador

El 3 de octubre de 2023 la Secretaría de Energía de la Nación ("SE"), mediante Resolución No. 808/23, estableció la posibilidad de que los exportadores de petróleo crudo, gas natural y derivados (que cumplan con determinadas condiciones) puedan recibir el 25% de los fondos obtenidos de las exportaciones a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera y liquidados en moneda local.

El 23 de octubre de 2023 el PEN, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia ("DNU") No. 549/23, estableció el Programa de Incremento Exportador, por medio del cual el 30% de los fondos obtenidos de las exportaciones pueden recibirse a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; con vigencia hasta el 17 de noviembre de 2023.

El 20 de noviembre de 2023, el PEN, mediante el DNU No. 597/23, modificó los porcentajes permitiendo que el 50% de los fondos obtenidos de las exportaciones puedan recibirse a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; con vigencia hasta el 10 de diciembre de 2023. Asimismo, ratificó que los exportadores deben efectuar el pago de los derechos, tributos y demás conceptos, considerando el contravalor excepcional y transitorio previsto, relacionado con dichas liquidaciones.

El 13 de diciembre de 2023, el PEN, mediante el DNU No. 28/23, modificó los porcentajes permitiendo obtener el 20% de los fondos a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; el cual continúa vigente actualmente.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía reconoció una ganancia por este concepto de 45,201 y 81,232 en el rubro de "Otros Ingresos operativos" dentro de "Ganancia por Programa de Incremento Exportador" (Nota 10.1).

2.5.3 Mercado del gas

2.5.3.1 Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 ("Plan Gas IV")

El 13 de noviembre de 2020 mediante Decreto No. 892/2020, el PEN aprobó el Plan Gas IV, declarando de interés público nacional y prioritario la promoción de la producción del gas natural.

El 15 de diciembre de 2020 mediante Resolución No. 391/2020 la SE adjudicó los volúmenes y precios; lo que comprendió la posterior celebración de contratos con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A ("CAMMESA"), Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA") y otras distribuidoras para el suministro de gas natural para la generación de energía eléctrica y para consumo residencial, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Asimismo, a través el Decreto No. 730/2022 de fecha 3 de noviembre de 2022, el gobierno argentino sustituyó el Decreto No. 892/2020, prorrogando la duración del Plan Gas IV hasta el 31 de diciembre de 2028.

El 22 de diciembre de 2022, mediante la Resolución No. 860/2022 de la SE, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, fue adjudicada con un volumen base de 0.86 millones de metros cúbicos por día ("MMm3/d"), a un precio promedio anual de 3.29 USD/MMBTU (*Millions of British Themal Units* - "MMBTU" por sus siglas en inglés), aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024.

La SE asignó cupos y otorgó a Vista Argentina permisos de exportación de gas natural con destino a Chile de acuerdo a los siguientes volúmenes:

- (i) 0.15 MMm3/d para el período de enero a abril de 2022;
- (ii) un volumen variable para el período de mayo a septiembre de 2022; y
- (iii) 0.45 MMm3/d para el período de octubre 2022 a abril de 2023.

El 19 de abril de 2023, mediante la Resolución No. 265/2023 de la SE, el volumen base adjudicado a Vista Argentina fue incrementado a 1.14 MMm3/d, manteniendo el precio promedio anual de 3.29 USD/MMBTU, aplicable por un período de 4 años a partir del 1 de enero de 2025.

La SE asignó cupos y otorgó a Vista permisos de exportación de gas natural con destino a Chile de acuerdo a los siguientes volúmenes:

- (i) 0.02 MMm3/d para el periodo de julio a septiembre de 2023;
- (ii) 0.43 MMm3/d para el período de octubre 2023 a abril de 2024;
- (iii) 0.17 MMm3/d para el período de mayo a septiembre de 2024;
- (iv) 0.43 MMm3/d para el período de octubre a diciembre de 2024;
- (v) 0.17 MMm3/d para el período de enero a abril de 2025;
- (vi) 0.15 MMm3/d para el período de mayo a septiembre de 2025; y
- (vii) 0.17 MMm3/d para el período de octubre a diciembre de 2025.

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía cobró montos netos de 3,839 y 5,189, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el crédito vinculado con dicho plan asciende a 3,007 y 1,245, respectivamente (Nota 17).

2.5.4 Regalías v otros

(i) Regalías

Tal como se menciona en la Nota 2.5.1, las regalías se rigen por la Ley No. 17,319 y sus modificatorias se calculan aplicando el 12% al precio de venta, luego de descontarle ciertos gastos con el objeto de llevar el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y GLP a boca de pozo.

(ii) Derechos de exportación

La Ley No. 27,541, emitida en diciembre de 2019, establece una alícuota máxima del 8% para los derechos de exportación para hidrocarburos y minería.

Las regalías y los derechos de exportación se presentan en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del rubro "Costo de ventas" en la línea de "Regalías y otros" (Nota 6.3).

B- México

2.5.5 Marco normativo de las actividades de exploración y producción

En 2013, se introdujeron ciertas enmiendas a la Constitución Mexicana, que permitieron que los sectores del petróleo, el gas natural y la energía se abran a la inversión privada. Como parte de dicha reforma, Petróleos Mexicanos ("PEMEX") pasó de ser una entidad pública descentralizada a una empresa estatal productiva.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Estas enmiendas también permiten que las entidades del sector privado obtengan permisos para el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos.

La Ley Mexicana de Hidrocarburos preserva la propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras se encuentran en el subsuelo, pero permite que las empresas privadas se hagan cargo de los mismos una vez que sean extraídos. Es decir, faculta a las entidades del sector privado a solicitar el otorgamiento de un permiso a la Comisión Reguladora de Energía de México ("CRE") para almacenar, transportar, distribuir, comercializar y vender hidrocarburos. Además, las entidades del sector privado pueden importar o exportar hidrocarburos sujetos a un permiso del Ministerio de Energía de México ("SENER"), el cual es el responsable de desarrollar la política de exploración y producción del país.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos ("CNH") efectúa licitaciones a efectos de otorgar contratos a las compañías petroleras y consorcios de empresas; en conjunto con PEMEX y empresas privadas; siendo en conjunto los administradores de los contratos de exploración y producción ("E&P"). Por su parte los contratos de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, regasificación, comercialización y venta de hidrocarburos son otorgados por la CRE.

En mayo de 2021 se publicó el Boletín Oficial la Reformas a la Ley Mexicana de Hidrocarburos ("Las Reformas"). En términos generales, las Reformas afectan el régimen de permisos originalmente establecido en la Ley Mexicana de Hidrocarburos, al otorgar mayores facultades a la SENER y a la CRE para otorgar, revisar y revocar los diferentes permisos contemplados en dicha Ley. Además, las Reformas, recuperan el control público del sector de ventas de combustibles en México.

2.5.6 Regalías y otros

Las contraprestaciones que se le deben pagar al Estado Mexicano estarán integradas por:

(i) Cuota contractual para la fase exploratoria

Aplica para aquellas áreas que no cuenten con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, y se calculan mensualmente aplicando la cuota establecida por cada kilómetro cuadrado que comprenda el área contractual.

(ii) Regalías

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando el porcentaje contractual al precio de venta. El porcentaje contractual es del 45% el cual será ajustado de conformidad con lo establecido en el contrato. Asimismo existe una regalía variable, la cual se aplicará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al precio de venta. Las regalías se exponen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del rubro "Costo de ventas" en la línea "Regalías y otros" (Nota 6.3).

Nota 3. Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Compañía formule juicios y estimaciones futuras, así como la aplicación de juicios críticos y el establecimiento de supuestos que impactan en la aplicación de las políticas contables, así como en los montos de activos y pasivos, ingresos y gastos revelados.

Los juicios y estimaciones utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados son evaluados de manera continua y se basan en la experiencia pasada, así como otros factores razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados futuros podrían diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los estados financieros consolidados.

3.1 Juicios críticos en la aplicación de políticas contables

A continuación, se presentan los juicios críticos, aparte de los que involucran estimaciones (Nota 3.2), que la Gerencia ha realizado y que tienen impacto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

3.1.1 Contingencias

La Compañía está sujeta a varios reclamos, juicios y otros procedimientos legales, surgidos en el curso ordinario de su negocio. Los pasivos de la Compañía con respecto a dichos reclamos, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza absoluta. Por consiguiente, periódicamente la Compañía revisa el estado de cada contingencia y evalúa el posible pasivo, aplicando los criterios indicados en la Nota 22.3, para lo cual la Gerencia formula sus estimaciones con la asistencia de asesores legales.

Las contingencias incluyen juicios pendientes por posibles daños y/o reclamos de terceros en el curso ordinario del negocio de la Compañía, así como derivados de disputas relacionadas con la interpretación de la(s) legislación(es) aplicables.

3.1.2 Remediación ambiental

Los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental sólo se capitalizan si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (i) dichos costos se relacionan con mejoras en la seguridad; (ii) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (iii) los costos se incurren para preparar los activos para la venta y el valor en libros (el cual considera estos costos) de dichos activos no excede su correspondiente valor recuperable.

Los pasivos relacionados con los costos de remediación futuros se registran cuando, basado en las evaluaciones ambientales, es probable que dichos pasivos se materialicen, y los costos se pueden estimar de manera razonable. El reconocimiento real y el monto de estas provisiones generalmente se basan en los compromisos adquiridos por la Compañía para realizarlos, tales como un plan de remediación aprobado o la venta o disposición de un activo. La provisión se reconoce sobre la base de que compromiso de remediación futuro será requerido.

La Compañía mide los pasivos en función de su mejor estimación del valor actual de los costos futuros, utilizando la información actualmente disponible y aplicando las leyes y regulaciones ambientales actuales, así como sus políticas ambientales internas vigentes.

3.1.3 Combinaciones de negocios

El método de adquisición contable implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios, en la fecha de adquisición.

La Compañía determina que ha adquirido un negocio cuando el conjunto de actividades y activos incorporados generan entradas y un proceso sustantivo que, de forma conjunta, contribuyen significativamente con la capacidad de generar beneficios. El proceso adquirido se considera sustantivo si resulta crítico en la capacidad del activo adquirido para continuar produciendo resultados, y las entradas adquiridas incluyen un conjunto de activos organizados con la habilidad, conocimientos y experiencias necesarias para ejecutar dichos procesos o bien contribuir significativamente en la capacidad de generar resultados. En los casos que una transacción de adquisición de propiedades de petróleo y gas no cumpla con las condiciones anteriores, la Compañía considera que la misma debe ser reconocida como una adquisición de activos.

Cuando la Compañía determina que ha adquirido un negocio, con el propósito de determinar el valor razonable de los activos identificables, la Compañía utiliza el enfoque de valuación más representativo para cada activo. Estos métodos incluyen (i) el enfoque de ingresos, a través de flujos de efectivo indirectos (valor presente neto de los flujos de efectivo futuros esperados) o mediante el método de ganancias en exceso de múltiples períodos; (ii) enfoque de costos (valor de reemplazo del bien ajustado por la pérdida debida al deterioro físico, obsolescencia funcional y económica); y (iii) enfoque de mercado a través de un método de transacciones comparables.

Asimismo, para determinar el valor razonable de los pasivos asumidos, la Compañía considera la probabilidad de salidas de efectivo que se requerirán para cada contingencia y elabora las estimaciones con la asistencia de asesores legales, basándose en la información disponible y teniendo en cuenta la estrategia de litigios y resolución/liquidación.

Se requiere un juicio crítico de la Gerencia para seleccionar el enfoque que se utilizará y estimar los flujos de efectivo futuros. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y los valores relacionados obtenidos a través de las técnicas de valoración mencionadas.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía no ha registrado combinaciones de negocios.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

3.1.4 Acuerdos conjuntos

La Compañía evalúa si tiene control conjunto sobre un acuerdo, analizando las actividades relevantes y las decisiones en relación con esas actividades que requieren el consentimiento unánime. La Compañía ha determinado que las actividades relevantes para sus acuerdos conjuntos son aquellas relacionadas con las decisiones operativas, incluida la aprobación del presupuesto anual; así como la aprobación de los proveedores de servicios. Las evaluaciones realizadas para determinar el control conjunto son similares a las necesarias para determinar el control sobre las subsidiarias como se establece en la Nota 2.3.1.

La aplicación del juicio también es requerida para clasificar un acuerdo conjunto. Lo que requiere que la Compañía evalúe sus derechos y obligaciones que surgen del acuerdo.

3.1.5 Moneda funcional

La moneda funcional, que corresponde a la moneda del entorno económico primario en el que opera la Compañía y sus subsidiarias, es el USD (Nota 2.4.5.1). La determinación de la moneda funcional involucra la realización de ciertos juicios. La Compañía reconsidera la moneda funcional si hay un cambio en las condiciones que sea determinante para el entorno económico primario.

3.2 Fuentes clave de incertidumbre en la estimación

A continuación, se detallan las principales estimaciones que poseen un impacto significativo en los montos de los activos, pasivos y resultados de la Compañía:

3.2.1 Deterioro del crédito mercantil

El crédito mercantil se revisa anualmente para determinar si existe deterioro o con mayor frecuencia, si los eventos o cambios en las circunstancias indican que el valor recuperable de la UGE a las que se relaciona el crédito mercantil debe ser analizadas. Al evaluar si el crédito mercantil se ha deteriorado, el valor en libros de las UGEs a las que se ha asignado el crédito mercantil se compara con su valor recuperable. Cuando el monto recuperable de la UGE es menor que el valor en libros (incluido el crédito mercantil), se reconoce un deterioro.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el crédito mercantil asciende a 22,576 (Nota 14) y está relacionado con la combinación inicial de negocios.

La determinación en cuanto a si un crédito mercantil de una UGE o de un grupo de UGEs está deteriorado, involucra estimaciones de la Gerencia en asuntos altamente inciertos, incluida la determinación del agrupamiento apropiado de UGE para fines de prueba de deterioro del crédito mercantil. La Compañía supervisa el crédito mercantil para fines de administración interna según su único segmento de negocio.

Para evaluar el deterioro del crédito mercantil, la Compañía utiliza el enfoque descrito en la Nota 3.2.2.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, no se reconocieron pérdidas por deterioro relacionadas al crédito mercantil.

3.2.2 Deterioro de los activos de larga duración distintos del crédito mercantil

Los activos de larga duración se revisan para determinar su deterioro al nivel más bajo en el que existen flujos de efectivo identificables por separado que son en gran medida independientes de los flujos de efectivo de otras UGEs.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las propiedades de petróleo y gas en Argentina se han agrupado de la siguiente manera: (i) concesiones de explotación operadas no convencionales de petróleo y gas; y (ii) concesiones de explotación no operadas convencionales de petróleo y gas.

Así mismo, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía ha identificado sólo 1 UGE en México: (i) concesiones de explotación operadas convencionales de petróleo y gas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Para evaluar si existe evidencia de que una UGE podría estar deteriorada, se analizan las fuentes de información tanto externas como internas, siempre que los eventos o cambios en las circunstancias indiquen que el valor en libros de un activo o UGE puede no ser recuperable. Ejemplos de estos acontecimientos son: cambios en los planes de negocio del Grupo, pruebas de daños físicos o, en el caso de los activos de petróleo crudo y gas natural, baja de las reservas estimadas o aumentos en los gastos de desarrollo futuros estimados o en los costos de desmantelamiento, el comportamiento de los precios internacionales del petróleo crudo, el comportamiento de la demanda, el marco regulador, las inversiones de capital previstas y la evolución de la demanda. Si existe algún indicio de deterioro, la Compañía realiza una estimación del valor recuperable del activo o de la UGE.

El valor recuperable de una UGE surge del mayor entre: (i) su valor razonable menos los costos de enajenación; y (ii) su valor de uso. Cuando el importe en libros de una UGE excede a su importe recuperable, la UGE se considera deteriorada y se reduce a su importe recuperable. Dada la naturaleza de las actividades de la Compañía, la información sobre el valor razonable menos los costos de enajenación de un activo o UGE suele ser difícil de obtener a menos que se estén llevando a cabo negociaciones con compradores potenciales u operaciones similares. En consecuencia, salvo indicación en contrario, el valor recuperable utilizado en la evaluación del deterioro es el valor de uso.

El valor de uso de cada UGE se estima a través del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la Compañía, son las principales fuentes de información para la determinación del valor de uso.

Como paso inicial en la preparación de estos planes, la Compañía establece diversos supuestos sobre las condiciones del mercado, como los precios del petróleo crudo, el gas natural y el GLP. Estos supuestos tienen en cuenta los precios existentes, el equilibrio entre la oferta y la demanda mundial de petróleo crudo y gas natural. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se ajustan para tener en cuenta los riesgos específicos del grupo de activos, y se descuentan a su valor actual utilizando una tasa de descuento que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor tiempo del dinero.

En cada período de reporte se evalúa si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro previamente reconocidas hayan dejado de existir o se hayan disminuido. Una pérdida por deterioro previamente reconocida se revierte sólo si ha habido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el valor recuperable del activo.

La determinación de si un activo o UGE está deteriorado, y en qué medida, implica estimaciones de la Compañía sobre cuestiones altamente inciertas como los efectos de la inflación en los gastos de explotación, las tasas de descuento, los perfiles de producción, las reservas y los recursos, y los precios futuros de los productos básicos. Se requiere juicio cuando se determina la agrupación apropiada de propiedad, plantas y equipos en una UGE. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y de los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento, lo que podría dar lugar a un cambio significativo en los valores contables de los activos del Grupo.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no identificó indicios de deterioro o reversa de deterioro relacionado con el crédito mercantil y los activos de larga duración distintos del crédito mercantil en Argentina. En cambio, la Compañía identificó indicios de reversión del deterioro en la UGE de México, principalmente como resultado de la recuperación del precio local de gas natural. Por lo tanto, la Compañía realizó la prueba de deterioro utilizando los flujos de efectivo futuros estimados para determinar el monto recuperable de los activos de larga duración de la UGE y compararlo con su valor en libros.

Como resultado del análisis antes mencionado, por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Compañía registró una reversión de deterioro de 4,207 relacionado con la UGE de concesiones de explotación operadas convencionales de petróleo y gas en México.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía identificó indicios de deterioro, principalmente como resultado de la disminución del precio internacional de petróleo crudo en México y del precio local del gas natural en Argentina. Por lo tanto, la Compañía realizó la prueba de deterioro utilizando los flujos de efectivo futuros estimados para determinar el monto recuperable de los activos de larga duración de la UGE y compararlo con su valor en libros.

Como resultado del análisis realizado, la Compañía registró, por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, un deterioro de 22,906 relacionado con la UGE de concesiones de explotación operadas convencionales de petróleo y gas en México y 1,679 relacionado con la UGE de concesiones de explotación no operadas convencionales de petróleo y gas en Argentina.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Principales supuestos utilizados

Los supuestos claves utilizados en la determinación del monto recuperable de las diferentes UGEs antes mencionadas, de corresponder, y los análisis de sensibilidad son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciem	bre de 2023
	Argentina	México	Argentina	México
Tasas de descuento (después de impuestos)	9.9%	7.4%	12.9%	6.0%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	18.2%	8.3%	21.9%	8.2%
Precios del petróleo crudo, del gas natural y GLP				
Petróleo crudo (USD/bbl) (1)				
2024	-	-	82.4	73.4
2025	73.3	60.7	79.0	70.9
2026	70.7	61.6	72.6	64.5
2027	67.3	62.9	66.4	61.3
2028 – En adelante	67.4	61.4	66.4	61.3
Gas natural – Precios locales (USD/MMBTU)				
En adelante	3.0	4.0	2.8	3.3
GLP – Precios locales (USD/tn)				
En adelante	301.8	-	296.3	-

⁽¹⁾ El precio corresponde al Brent y Maya, para Argentina y México, respectivamente.

(ii) <u>Precios del petróleo crudo, gas natural y GLP:</u> los precios se basan en las estimaciones de la Gerencia y los datos de mercado disponibles.

Para los precios del petróleo crudo y combustibles líquidos, la Compañía consideró descuentos según la calidad del petróleo crudo producido en cada una de las UGEs, así como las dinámicas de los mercados domésticos en Argentina y México. La evolución de los precios de Brent y Maya se estimó con las proyecciones medias de análisis de mercado.

Para el precio local de gas natural, la Compañía utilizó un promedio del precio recibido por la venta de gas en cada una de las UGEs y se ajustó por el valor calorífico del gas producido de cada una de ellas.

El supuesto a largo plazo de la Compañía para los precios del petróleo crudo refleja el juicio de que el mercado puede producir suficiente petróleo crudo para satisfacer la demanda global de manera sostenible.

(iii) <u>Producción y volúmenes de reservas:</u> el nivel de producción y de reservas se basa en los informes de reservas certificados por consultores externos, aplicando adicionalmente distintos factores de riskeo para determinar el valor esperado de cada tipo de reserva (Nota 32).

⁽i) <u>Tasas de descuento:</u> las tasas de descuento representan el valor actual del mercado de los riesgos específicos de la Compañía, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero y los riesgos individuales de los activos subyacentes que no han sido incorporados en las estimaciones de flujos de efectivo. El cálculo de la tasa de descuento se basa en las circunstancias específicas de la Compañía y se deriva de su Costo Promedio Ponderado de Capital ("WACC", por sus siglas en inglés), con los ajustes adecuados para reflejar los riesgos y determinar la tasa antes de impuestos. La tasa de impuesto sobre la renta utilizada es la tasa impositiva vigente en Argentina y México del 35% y 30%, respectivamente. La WACC toma en cuenta tanto el costo de la deuda como el costo del capital y utiliza datos de mercado públicos de ciertas empresas que se consideran similares a la Compañía según la industria, región y especialidad ("Comparables").

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía considera que no hay cambios razonablemente posibles en ninguno de los supuestos principales anteriores que podrían causar que el valor en libros de cualquier UGE disminuya, excepto por lo siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 202	
	Argentina	México	Argentina (1)	México
Tasa de descuento (sobre la base)	+ 10	%	$+ 10^{\circ}$	V ₀
Valor en libros	-	(3,138)	(136)	(2,559)
Precios esperados del petróleo crudo, gas natural y GLP	- 109	%	- 10%	6
Valor en libros	-	(14,012)	(349)	(13,402)

⁽¹⁾ Relacionados con las UGEs concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas.

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo del cambio real del valor en libros, ya que es poco probable que el cambio en los supuestos se produzca de forma aislada, debido a que algunos pueden estar correlacionados.

En relación a los asuntos relacionados con el clima, ver Nota 2.4.19.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el valor neto en libros de propiedad, planta y equipos, otros activos intangibles y activos por derecho de uso se muestran en las Notas 13, 14 y 15, respectivamente.

3.2.3 Impuesto sobre la renta corriente y diferido

3.2.3.1. Impuesto sobre la renta corriente

La Compañía reconoce un pasivo por impuesto sobre la renta corriente al cierre del año, teniendo en cuenta las regulaciones fiscales aplicables y, en caso de ser necesario, reconoce las provisiones basadas en los montos que la Compañía deberá pagar a las autoridades fiscales. Sin embargo, existen algunas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final del impuesto es incierta, ya que existen situaciones en las que la regulación fiscal está sujeta a interpretación por parte de la Compañía.

Cuando los tratamientos fiscales son inciertos y se considera probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, el impuesto sobre la renta corriente se reconoce de acuerdo con sus cálculos e interpretaciones. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando la cantidad más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

3.2.3.2. Impuesto sobre la renta diferido

Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de reporte y se modifican de acuerdo con la probabilidad de que los ingresos futuros permitan la recuperación total o parcial de estos activos. Al evaluar el reconocimiento de los activos por impuestos diferidos, la Compañía considera si es probable que una parte o la totalidad de los mismos no se realicen, lo que depende de la generación de ingresos imponibles futuros en los períodos en que estas diferencias temporales se vuelven deducibles. Para realizar esta evaluación, la Compañía toma en consideración la reversión prevista de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de las ganancias gravables futuras y las estrategias de planificación tributaria.

Los supuestos sobre la generación de ganancias imponibles futuras dependen de las estimaciones de la Compañía de los flujos de efectivo futuros, que se ven afectados por los volúmenes de producción y ventas; los precios del petróleo crudo y el gas natural; las reservas; los costos operativos; los costos de taponamiento y abandono de pozos; los gastos de capital; y el juicio sobre la aplicación de las leyes fiscales vigentes en cada jurisdicción.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para realizar los activos por impuestos diferidos netos registrados en la fecha de reporte podría verse afectada. Además, los cambios futuros en las leyes fiscales en las jurisdicciones en las que opera el Grupo podrían limitar la capacidad del mismo para obtener deducciones fiscales en períodos futuros.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

3.2.4 Provisión para el taponamiento y abandono de pozos

Las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos al término de las concesiones de explotación requieren que la Gerencia de la Compañía calcule la cantidad de pozos, los costos de abandono a largo plazo de los mismos y el tiempo restante hasta el abandono. Las cuestiones tecnológicas, de costos, políticas ambientales y de seguridad cambian constantemente y pueden dar lugar a diferencias entre los costos y estimaciones futuros reales.

Las estimaciones de las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos deberán ser ajustadas por la Compañía al menos una vez al año, o bien cuando se produzcan cambios en los criterios de evaluación asumidos.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la provisión para el taponamiento y abandono de pozos asciende a 32,438 y 15,287, respectivamente (Nota 22.1).

3.2.5 Reservas de petróleo y gas

La propiedad, planta y equipos de petróleo y gas es depreciada utilizando el método de UDP sobre el total de reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas según resulte aplicable). Las reservas probadas de petróleo crudo, gas natural y GLP se refieren a los volúmenes de petróleo crudo, gas natural y GLP que según estudios G&G se pueden estimar con fiabilidad y que son económicamente explotables, a partir de una fecha determinada; a partir de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes.

La vida útil de cada activo de la propiedad, planta y equipos se evalúa al menos una vez al año y se toma en consideración tanto las limitaciones de vida física del bien, como las evaluaciones de las reservas económicamente recuperables del campo en el que se encuentra el activo.

Existen numerosas incertidumbres en la estimación de reservas probadas y los planes futuros de producción, costos de desarrollo y precios, incluidos varios factores que escapan al control de la Compañía. La estimación de las reservas es un proceso que implica un cierto grado de incertidumbre y dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geológicos disponibles a la fecha de la estimación y de la interpretación y el juicio de los mismos.

Las estimaciones de reservas son ajustadas por los cambios en la evaluación de criterios o al menos una vez al año. Estas reservas se basan en las estimaciones certificadas anualmente por ingenieros de reservas independientes.

La Compañía utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de la depreciación de los activos utilizados en las áreas de petróleo y gas, así como también para evaluar la recuperabilidad de estos activos (Nota 3.2.1, 3.2.2, 13 y 32).

3.2.6 Pagos basados en acciones

La estimación del valor razonable de los pagos basados en acciones requiere la determinación del modelo de valoración más apropiado, el cual depende de los términos y condiciones del otorgamiento. Esta estimación también requiere la determinación de los supuestos más apropiados para el modelo de valoración, incluida la vida remanente de la opción de acciones, la volatilidad y el rendimiento de las acciones.

Para la medición del valor razonable de los pagos basados en acciones en la fecha de otorgamiento, la Compañía utiliza el modelo de Black & Sholes. El importe en libros, las hipótesis y los modelos utilizados para estimar el valor razonable de las transacciones con pagos basados en acciones se revelan en la Nota 31.

3.2.7 Acuerdo firmado con Aconcagua relacionado con activos convencionales ("cesión de activos convencionales")

El 23 de febrero de 2023, la Compañía aprobó el acuerdo firmado por su subsidiaria Vista Argentina con Aconcagua por las operaciones de las siguientes concesiones en la Cuenca Neuquina, Argentina ("la Transacción"): (i) concesión de explotación de Entre Lomas, ubicada en la Provincia de Neuquén; (ii) concesión de explotación de Entre Lomas, Jarrilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito S.E., ubicadas en la Provincia de Rio Negro (conjuntamente, las "Concesiones de explotación"); (iii) concesiones de transporte de gas de Entre Lomas y Jarilla Quemada, ubicadas en la Provincia de Río Negro; y (iv) concesión de transporte de crudo 25 de Mayo-Medanito S.E., ubicada en la Provincia de Río Negro (conjuntamente con las Concesiones de explotación, "las Concesiones").

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Transacción consistió en una operación de dos fases, según se describe a continuación:

(i) La Primera Fase o Período Operativo, entró en vigencia el 1 de marzo de 2023 ("Fecha Efectiva") y se mantendrá hasta la "Fecha de Cierre Final", la cual será efectiva: (i) en la fecha en que Vista Argentina haya recibido 4 millones de barriles de crudo y 300 millones de metros cúbicos (m3) estándar de gas natural (9.300 kilocalorías por m3); o (ii) el 28 de febrero de 2027 ("Fecha Límite"), lo que ocurra primero.

En el caso de que Aconcagua no cumpla con el punto (i) antes mencionado y previo a la Fecha Límite, deberá pagar a VISTA la producción no entregada en efectivo según el precio promedio de la Cuenca Neuquina de los últimos 12 meses.

(ii) La Segunda Fase, se iniciará en la Fecha de Cierre Final, donde Vista Argentina y Aconcagua solicitarán a las Provincias de Río Negro y Neuquén las aprobaciones correspondientes a la cesión de la titularidad de las Concesiones. De esta manera, la Segunda Fase finalizará cuando las Concesiones sean transferidas a Aconcagua mediante aprobación provincial, y la Transacción quedará consumada.

Según los términos de la Transacción, durante el Periodo Operativo, Vista Argentina mantiene la titularidad de las Concesiones y Aconcagua: (i) paga a Vista 26,468 en efectivo (10,000 el 15 de febrero de 2023 ("Fecha de Firma") y 10,734 y 5,734 en marzo 2024 y 2025, respectivamente); (ii) será el operador de las Concesiones sobre una base "as is where is basis"; y (iii) paga el 100% de la participación de Vista en las inversiones de capital, gastos operativos y asume cualquier otro costo, incluidas regalías e impuestos asociados a la operación de las Concesiones.

Mediante el acuerdo de operación conjunta entre ambas partes, se regula la operación de las Concesiones y se establece, entre otras cuestiones, que Vista Argentina retiene el derecho a explorar y desarrollar la formación Vaca Muerta en las Concesiones de explotación; y que puede obtener una o más concesiones no convencionales independientes y separadas para desarrollar dichos recursos.

Adicionalmente, las Partes firmaron acuerdos de comercialización y de tratamiento de gas natural, mediante los cuales Aconcagua se obliga a poner a disposición de Vista Argentina ciertos volúmenes de gas natural adicionales, y a tratar y despachar el gas natural que le corresponde a Vista Argentina.

Finalmente, se acuerda que, en caso de un evento de incumplimiento de las obligaciones asumidas por parte de Aconcagua, que individualmente o en conjunto, superen los 250, Vista Argentina tendrá la facultad de volver a tener el control de la operación de las Concesiones.

Al 31 de diciembre de 2023, como resultado de la Transacción, la Compañía recibió 10,000 en efectivo y reconoció: (i) un crédito inicial por un monto total de 205,730 en "Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar" dentro de "Créditos relacionados con la cesión de activos convencionales" (Nota 17); (ii) una baja de 120,529 y 5,542 en "Propiedad, planta y equipos" y en "Crédito Mercantil", respectivamente (Nota 13 y 14) y (iii) una ganancia de 89,659 en "Otros ingresos operativos" dentro de "Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales" (Nota 10.1), como consecuencia de la diferencia entre la contraprestación inicial y la baja del valor residual de los activos netos incluidos en la Transacción.

La contraprestación inicial corresponde a los fondos comprometidos y al crédito inicial reconocido que equivale al valor descontado de volúmenes de petróleo crudo, gas natural y GLP acordados, a recibir durante el Período Operativo. Para la valuación del crédito, la Compañía ha estimado los plazos y los costos asociados a la puesta a disposición de dichos volúmenes, y la tasa de descuento aplicable.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía recibió 10,734 en efectivo como parte de la Transacción.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía reconoció 33,570 y 27,539 en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados como "Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales", relacionados principalmente con los costos vinculados con la puesta a disposición de los volúmenes de petróleo crudo, gas natural y GLP por parte de Aconcagua en el marco del acuerdo, los cuales fueron descontados del crédito inicial reconocido por la Transacción.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 4. Información por segmentos

El CODM es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos y el desempeño de los indicadores de sus propiedades de petróleo y gas en forma agregada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos, la negociación global con los proveedores y la forma en que se gestionan los acuerdos con los clientes.

El CODM considera como un segmento único el negocio de exploración y producción de petróleo crudo, gas natural y GLP (incluye todas las actividades comerciales de E&P), a través de sus propias actividades, subsidiarias y participaciones en operaciones conjuntas, y en función de la naturaleza del negocio, cartera de clientes y riesgos implicados. La Compañía no agregó ningún segmento, ya que sólo tiene uno.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía generó el 99% y 1% de ingresos relacionados con los activos localizados en Argentina y en México, respectivamente.

Los criterios contables utilizados por las subsidiarias para medir los resultados, activos y pasivos de los segmentos son consistentes con los utilizados en estos estados financieros consolidados.

La siguiente tabla resume los activos no corrientes por área geográfica:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Argentina	3,128,742	2,122,735
México	51,359	49,364
Total activos no corrientes	3,180,101	2,172,099
Nota 5. Ingresos por ventas a clientes	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Ventas de bienes	1,647,768	1,168,774
Total de ingresos por ventas a clientes	1,647,768	1,168,774
Reconocido en un momento determinado	1,647,768	1,168,774

Las transacciones de la Compañía y los ingresos principales se describen en Nota 2.4.7. Los ingresos se derivan de los contratos con clientes.

5.1 Información desglosada de ingresos por ventas a clientes

Tipo de productos	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Ingresos por ventas de petróleo crudo	1,573,069	1,097,316
Ingresos por ventas de gas natural	71,756	67,290
Ingresos por ventas de GLP	2,943	4,168
Total de ingresos por ventas a clientes	1,647,768	1,168,774
Canales de distribución	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Exportaciones de petróleo crudo	807,526	642,155
Petróleo crudo local	765,543	455,161
Gas natural local	51,898	46,931
Exportaciones de gas natural	19,858	20,359
Comercialización de GLP	2,943	4,168
Total de ingresos por ventas a clientes	1,647,768	1,168,774

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

5.2 Obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño de la Compañía se relacionan con la transferencia de bienes a sus clientes. El negocio de E&P involucra todas las actividades relacionadas con la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo crudo, gas natural y GLP. Los ingresos se generan principalmente a partir de la venta de petróleo crudo, gas natural y GLP a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costo de ventas

6.1 Costos de operación		
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Honorarios y compensación de servicios	62,006	48,729
Salarios y contribuciones sociales	27,310	21,072
Beneficios a empleados	9,333	5,926
Consumo de materiales y reparaciones	4,377	4,933
Transporte	4,221	5,214
Servidumbre y cánones	3,288	4,547
Otros	5,991	4,264
Total costos de operación	116,526	94,685
Inventorio de netráles emple el inicio del eño (Nete 10)		
	diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Inventario de petróleo crudo al inicio del año (Nota 19)	2,664	4,722
Menos: Inventario de petróleo crudo al cierre del año (Nota 19)	(4,384)	(2,664)
Total fluctuación del inventario de crudo	(1,720)	2,058
6.3 Regalías y otros		
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Regalías	184,441	128,723
Derechos de exportación	59,509	48,090
Total regalías y otros	243,950	176,813
Nota 7. Gastos de ventas		
	Año finalizado al 31 da	Año finalizado el 31 de

	Ano finalizado el 31 de	Ano finalizado el 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Transporte	88,257	33,006
Impuestos, tasas y contribuciones	24,960	14,908
Honorarios y compensación por servicios	15,481	10,490
Impuesto sobre transacciones bancarias	11,636	10,388
Total gastos de ventas	140,334	68,792

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Salarios y contribuciones sociales	37,587	23,300
Pagos basados en acciones (Nota 31)	34,923	23,133
Honorarios y compensación por servicios	13,377	11,764
Impuestos, tasas y contribuciones (1)	9,687	1,884
Beneficios a empleados	6,020	4,678
Publicidad y promoción institucional	2,324	2,174
Otros	5,036	3,550
Total gastos generales y de administración	108,954	70,483

⁽¹⁾ Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, incluye 8,017 y 1,072 respectivamente, relacionados con el impuesto sobre los bienes personales, responsable sustituto.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 9. Gastos de exploración

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Gastos geológicos y geofísicos	138	16
Total gastos de exploración	138	16

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

10.1 Otros ingresos operativos

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Ganancia por Programa de Incremento Exportador (1)	45,201	81,232
Otros ingresos	8,926	8,492
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales (2)	-	89,659
Ganancia por acuerdo de farmout (3)	<u>-</u>	24,429
Total otros ingresos operativos	54,127	203,812

⁽¹⁾ Los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, incluye principalmente 43,911 y 86,173 de ganancia neta de costos relacionados (Nota 2.5.2).

10.2 Otros gastos operativos

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
(Provisión por) contingencias (1) (Nota 22.3)	(688)	(69)
(Provisión por) remediación ambiental (1) (Nota 22.2)	(359)	(485)
(Provisión por) reversión de obsolescencia de materiales y repuestos (1)	(214)	1,132
Gastos de reestructuración y reorganización (2)		(276)
Total otros gastos operativos	(1,261)	302

⁽¹⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

Nota 11. Resultados financieros, netos

11.1 Ingresos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Intereses financieros	4,535	1,235
Total ingresos por intereses	4,535	1,235
11.2 Gastos por intereses	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Intereses por deudas financieras (Nota 18.2)	(62,499)	(21,879)
Total gastos por intereses	(62,499)	(21,879)

⁽²⁾ Ver Nota 3.2.7

⁽³⁾ El año finalizado el 31 de diciembre de 2023 incluye 26,650 de cobros recibidos de Trafigura, relacionados con los Acuerdos de *farmout I y II* (Nota 29.2.1.1 y 29.2.1.2.), netos de bajas de propiedad minera y crédito mercantil por 2,051 y 170, respectivamente. (Nota 13 y 14).

⁽²⁾ Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos, honorarios, y costos de transacción relacionados con la modificación de la estructura del Grupo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

11.3 Otros resultados financieros

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Costo amortizado (Nota 18.2)	(1,649)	(1,810)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(453)	18,458
Descuento de activos y pasivos a valor presente	933	2,137
Cambios en el valor razonable de activos financieros	14,120	19,437
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 15)	(3,093)	(2,894)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 22.1)	(1,312)	(2,387)
Revaluación de deudas financieras (1)	-	(72,044)
Otros (2)	14,855	(26,381)
Total otros resultados financieros	23,401	(65,484)

⁽¹⁾ Relacionado a las deudas financieras suscriptas en UVA actualizables por el CER (Nota 18.2).

Nota 12. Ganancias por acción

a) Básica

Las ganancias básicas por acción se calculan dividiendo los resultados de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el año.

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Utilidad neta del año	477,521	396,955
Número promedio ponderado de acciones comunes	95,906,449	93,679,904
Ganancia básica por acción	4.979	4.237

b) Diluida

Las ganancias diluidas por acción se calculan dividiendo los resultados de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el año más el promedio ponderado de las acciones comunes con potencial de dilución.

Las acciones comunes potenciales se considerarán dilutivas solo cuando su conversión a acciones comunes pueda reducir las ganancias por acción o aumentar las pérdidas por acción. Las acciones comunes potenciales se considerarán anti-dilutivas cuando su conversión a acciones comunes pueda resultar en un aumento en las ganancias por acción o una disminución en las pérdidas por acción.

El cálculo de las ganancias diluidas por acción no implica una conversión, el ejercicio u otra emisión de acciones que puedan tener un efecto anti-dilutivo sobre las pérdidas por acción, o cuando el precio de ejercicio de la opción sea mayor que el precio promedio de acciones comunes durante el año, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia diluida por acción igual a la básica.

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31
	diciembre de 2024	de diciembre de 2023
Utilidad neta del año	477,521	396,955
Número promedio ponderado de acciones comunes (1)	103,077,629	99,232,919
Ganancia diluida por acción	4.633	4.000

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía posee 95,285,453 acciones en circulación (Nota 21.1) las cuales no podrán exceder las 98,781,028 acciones. Asimismo, de acuerdo con las NIIF el número promedio de acciones con potencial efecto dilutivo ascienden a 103,077,629.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía posee 1,840,530 acciones Series A que serán usadas en el LTIP, las cuales no tienen efecto dilutivo y, por lo tanto, a la fecha de estos estados financieros consolidados, están excluidas del número promedio ponderado de acciones comunes a los efectos de las ganancias por acción diluidas.

⁽²⁾ Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, incluye 6,175 de ingresos y 819 de pérdidas en este caso por el canje de ON. (Notas 18.1 y 18.2), respectivamente. Ambos movimientos no originaron flujos de efectivo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2023	12,574	43,524	498,707	2,036,644	123,015	44,955	2,759,419
Altas	-	-	-	23,325 (1)	1,034,608	238,831	1,296,764
Transferencias	(4,310)	11,102	-	1,154,325	(966,416)	(194,701)	-
Bajas	-	(560)	-	-	-	-	(560)
Reversión de deterioro de activos de larga duración (2)		-	2,201	2,493	-	-	4,694
Saldos al 31 de diciembre de 2024	8,264	54,066	500,908	3,216,787	191,207	89,085	4,060,317
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2023	(232)	(15,239)	(80,655)	(735,534)	-	-	(831,660)
Depreciaciones	-	(6,563)	(21,044)	(394,919)	-	-	(422,526)
Bajas	-	339	· -	· -	-	-	339
Reversión de deterioro de activos de larga duración (2)		-	(92)	(395)	-	-	(487)
Saldos al 31 de diciembre de 2024	(232)	(21,463)	(101,791)	(1,130,848)	-	-	(1,254,334)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2024	8,032	32,603	399,117	2,085,939	191,207	89,085	2,805,983

⁽¹⁾ Relacionadas a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 22.1). Esta transacción no generó flujo de efectivo.

⁽²⁾ Ver Nota 3.2.2.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2022	10,794	43,522	513,164	1,607,895	153,948	41,958	2,371,281
Altas	-	1	-	_	636,189	98,124	734,314
Transferencias	3,474	7,551	-	738,092	(666,739)	(82,378)	_
Bajas	-	(13)	(2,475) ⁽¹⁾	$(930)^{(2)}$	-	-	(3,418)
Deterioro de activos de larga duración (3)	-	-	(11,982)	(16,393)	-	-	(28,375)
Bajas relacionadas con la cesión de activos convencionales (4)	(1,694)	(7,537)	-	(292,020)	(383)	(12,749)	(314,383)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	12,574	43,524	498,707	2,036,644	123,015	44,955	2,759,419
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2022	(300)	(15,587)	(67,947)	(681,108)	-	-	(764,942)
Depreciaciones	(3)	(4,921)	(13,634)	(246,238)	-	-	(264,796)
Bajas	-	10	424 (1)	-	-	-	434
Deterioro de activos de larga duración (3)	-	-	502	3,288	-	-	3,790
Bajas relacionadas con la cesión de activos convencionales (4)	71	5,259	-	188,524	-	-	193,854
Saldos al 31 de diciembre de 2023	(232)	(15,239)	(80,655)	(735,534)	-	-	(831,660)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2023	12,342	28,285	418,052	1,301,110	123,015	44,955	1,927,759

⁽¹⁾ Relacionado con los Acuerdos del *farmout* I y II mencionados en la Nota 29.2.1.1 y 29.2.1.2.

⁽²⁾ Relacionadas a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 22.1). Esta transacción no generó flujo de efectivo.

⁽³⁾ Ver Nota 3.2.2.

⁽⁴⁾ Ver Nota 3.2.7.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 14. Crédito mercantil y otros activos intangibles

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024 son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles
Costo		
Saldos al 31 de diciembre de 2023	22,576	24,396
Altas	-	11,328
Saldos al 31 de diciembre de 2024	22,576	35,724
Amortización acumulada		
Saldos al 31 de diciembre de 2023	-	(14,370)
Amortizaciones	-	(5,911)
Saldos al 31 de diciembre de 2024		(20,281)
Valor neto		
Saldos al 31 de diciembre de 2024	22,576	15,443

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

_	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles
Costo		
Saldos al 31 de diciembre de 2022	28,288	18,246
Altas	-	7,293
Bajas	$(170)^{-(1)}$	-
Bajas relacionadas con la cesión de activos convencionales ⁽²⁾	(5,542)	(1,143)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	22,576	24,396
Amortización acumulada		
Saldos al 31 de diciembre de 2022	-	(11,454)
Amortizaciones	-	(4,059)
Bajas relacionadas con la cesión de activos convencionales ⁽²⁾	-	1,143
Saldos al 31 de diciembre de 2023	<u> </u>	(14,370)
Valor neto		
Saldos al 31 de diciembre de 2023	22,576	10,026

⁽¹⁾ Relacionado con los Acuerdo de *farmout* I y II mencionado en las Notas 29.2.1.1 y 29.2.1.2.

El crédito mercantil surge de la combinación inicial de negocios, principalmente por la capacidad de la Compañía de capturar sinergias únicas que se pueden realizar desde la administración de una cartera de petróleo adquirido y campos existentes.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el mismo ha sido asignado a la UGE en Argentina de concesiones de explotación operadas no convencionales de petróleo y gas.

⁽²⁾ Ver Nota 3.2.7.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 15. Activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento

Los valores en libros de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento de la Compañía, así como los movimientos por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, se detallan a continuación:

	Acti	Activos por derechos de uso					
	Edificios y terrenos	Instalaciones y maquinaria	Total	Total pasivos por arrendamiento			
Saldos al 31 de diciembre de 2023	388	60,637	61,025	(70,468)			
Reestimación	1,428	9,799	11,227	(11,301)			
Altas	14,423	63,458	77,881	(63,458)			
Gastos por depreciación (1)	(688)	(44,112)	(44,800)	-			
Pagos	· -	-	-	56,641			
Gastos por intereses (2)	-	-	-	(7,074)			
Saldos al 31 de diciembre de 2024	15,551	89,782	105,333	(95,660)			

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación de servicios de perforación que se capitalizan como "Obras en curso" por un monto de 35,538.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en "Obras en curso" por 3,981.

	Acti	Total pasivos por		
	Edificios y terrenos	Instalaciones y maquinaria	Total	arrendamiento
Saldos al 31 de diciembre de 2022	986	25,242	26,228	(29,194)
Altas	-	63,336	63,336	(68,499)
Reestimación	(14)	1,450	1,436	(1,675)
Gastos por depreciación (1)	(584)	(29,391)	(29,975)	-
Pagos	-	-	_	36,780
Gastos por intereses (2)	_	-	_	(7,880)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	388	60,637	61,025	(70,468)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación de servicios de perforación que se capitalizan como "Obras en curso" por un monto de 22,400.

En línea con lo mencionado en la Nota 2.4.3, por los años finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se reconocieron en el estado de resultados y otros resultados integrales dentro de "Gastos generales y de administración" contratos de arrendamientos a corto plazo y de bajo valor por 121 y 69, respectivamente.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en "Obras en curso" por 4,986.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 16. Activos y pasivos por impuestos sobre la renta diferido y gastos por impuesto sobre la renta

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos es la siguiente:

	Al 1 de enero de 2024	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2024
Pérdidas fiscales y otros créditos				
fiscales no utilizados (1)	7,932	(7,710)	-	222
Provisiones	4,270	(1,608)	-	2,662
Beneficios a empleados	1,255	32,700	3,570	37,525
Otros	27	(27)	· -	
Activos por impuesto sobre la		<u> </u>		
renta diferido	13,484	23,355	3,570	40,409
Propiedad, planta y equipos	(278,724)	232,175	-	(46,549)
Ajuste por inflación impositivo	(102,239)	66,575	-	(35,664)
Cuentas por cobrar y otras cuentas	, ,	·		,
por cobrar	(11,700)	918	-	(10,782)
Activos por derecho de uso, netos	3,305	(8,284)	-	(4,979)
Deudas financieras	(968)	(2,082)	-	(3,050)
Inventarios	(379)	213	-	(166)
Inversiones corrientes	(164)	112	-	(52)
Pasivos por impuesto sobre la				
renta diferido	(390,869)	289,627		(101,242)
Impuesto sobre la renta diferido,		_		
neto	(377,385)	312,982	3,570	(60,833)
	Al 1 de enero de 2023	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2023
Pérdidas fiscales y otros créditos	de 2023	(pérdida)	resultados	diciembre de 2023
fiscales no utilizados (1)	de 2023 4,717	(pérdida) 3,215	resultados	diciembre de 2023 7,932
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones	4,717 4,706	(pérdida) 3,215 (436)	resultados	7,932 4,270
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones Activos por derecho de uso, netos	4,717 4,706 1,038	(pérdida) 3,215 (436) 2,267	resultados integrales - - -	7,932 4,270 3,305
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados	4,717 4,706 1,038 3,909	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356)	resultados	7,932 4,270 3,305 1,255
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros	4,717 4,706 1,038	(pérdida) 3,215 (436) 2,267	resultados integrales - - -	7,932 4,270 3,305
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados	4,717 4,706 1,038 3,909	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356)	resultados integrales - - -	7,932 4,270 3,305 1,255
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447 15,817	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420) 3,270	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420)	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27 16,789
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447 15,817	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420) 3,270 (132,570)	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27 16,789
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447 15,817	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420) 3,270 (132,570)	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27 16,789
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447 15,817 (146,154) (108,363)	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420) 3,270 (132,570) 6,124	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27 16,789 (278,724) (102,239)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Deudas financieras Inventarios	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (921) (898)	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420) 3,270 (132,570) 6,124 (10,353) (47) 519	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27 16,789 (278,724) (102,239) (11,700) (968) (379)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Deudas financieras	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (921)	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420) 3,270 (132,570) 6,124 (10,353) (47)	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27 16,789 (278,724) (102,239) (11,700) (968)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Deudas financieras Inventarios	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (921) (898)	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420) 3,270 (132,570) 6,124 (10,353) (47) 519	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27 16,789 (278,724) (102,239) (11,700) (968) (379)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Activos por derecho de uso, netos Beneficios a empleados Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Deudas financieras Inventarios Inversiones corrientes Pasivos por impuesto sobre la	4,717 4,706 1,038 3,909 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (921) (898) (1,210)	(pérdida) 3,215 (436) 2,267 (356) (1,420) 3,270 (132,570) 6,124 (10,353) (47) 519 1,046	resultados integrales (2,298)	7,932 4,270 3,305 1,255 27 16,789 (278,724) (102,239) (11,700) (968) (379) (164)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía ha reconocido Pérdidas Operativas Netas ("Net Operating Loss" o "NOL" por sus siglas en inglés) de acuerdo con las estimaciones sobre la generación de ganancias imponibles futuras en Argentina.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido se compensan en los siguientes casos: (i) cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos; y (ii) cuando los cargos por impuestos a la renta diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. A continuación, se detallan los montos que se revelan en el estado de situación financiera consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	3,565	5,743
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	3,565	5,743
	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido, neto	64,398	383,128
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	64,398	383,128
La composición del impuesto sobre la renta es la siguiente:	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Impuesto sobre la renta		
Impuesto sobre la renta corriente	(426,288)	(16,393)
Impuesto sobre la renta diferido	312,982	(132,011)
(Gasto) por impuesto sobre la renta con cargo en el estado de resultados	(113,306)	(148,404)
Impuesto sobre la renta diferido con cargo a otros resultados integrales	3,570	(2,298)
Total (gasto) por impuesto sobre la renta	(109,736)	(150,702)

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la tasa efectiva de la Compañía fue 19% y 27%, respectivamente. Las diferencias entre las tasas efectiva del impuesto y la estatutaria incluye principalmente: (i) la aplicación del ajuste por inflación impositivo en Argentina; (ii) la devaluación del peso argentino ("ARS") respecto del USD que impacta sobre las deducciones del impuesto de los activos no monetarios de la Compañía y (iii) las pérdidas impositivas acumuladas no reconocidas en el período.

A continuación, se muestra una conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el monto resultante de la aplicación de la tasa impositiva sobre la utilidad antes de impuesto sobre la renta:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	590,827	545,359
Tasa de impuesto sobre la renta vigente	30%	30%
Impuesto sobre la renta que surge de aplicar la tasa vigente según las normas impositivas vigentes	(177,248)	(163,608)
Ítems que ajustan el impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	(12,797)	(13,328)
Ajuste por inflación (1)	(236,920)	(146,077)
Efecto sobre la medición de partidas monetarias y no monetarias a		
moneda funcional	372,379	196,841
Pérdidas fiscales y otros activos por impuestos diferidos no		
reconocidos	(20,047)	(7,156)
Efecto relacionado con las pérdidas fiscales	12,197	-
Aplicación de créditos fiscales	(14,818)	16,077
Efecto relacionado con la diferencia en la tasa impositiva en México	(32,902)	(34,317)
Otros	(3,150)	3,164
Total (gasto) por impuesto sobre la renta	(113,306)	(148,404)

⁽¹⁾ Ver Nota 30.2.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, VISTA y algunas de sus subsidiarias en México tienen pérdidas fiscales acumuladas, para las cuales no se ha reconocido un activo por impuesto diferido. De acuerdo con la legislación mexicana, estas pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas deberán ser ajustadas anualmente por los índices aplicables. Las pérdidas fiscales acumuladas actualizadas no reconocidas y sus años de vencimientos son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
2027	5,372	6,185
2028	63,097	72,643
2029	18,533	32,126
2030 en adelante	116,421	83,735
Total pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas	203,423	194,689
Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta corriente:	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Corrientes	202.041	2
Impuesto sobre la renta, neto de retenciones y anticipos	382,041	$\frac{3}{3}$
Total corrientes	382,041	3
Nota 17. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		
	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
No Corrientes		
Otras cuentas por cobrar: Pagos anticipados, impuestos y otros:		
Pagos anticipados, impuestos y otros: Pagos anticipados de servicios de transporte (1)	134,436	34,660
Créditos relacionados con la cesión de activos convencionales (2)	57,194	70,526
Gastos prepagados y otras cuentas por cobrar (3)	11,820	27,414
Impuesto sobre los ingresos brutos	164	5
Impuesto al valor agregado ("IVA")	- -	462
	203,614	133,067
Activos financieros:		
Saldos por operaciones conjuntas	1,243	2,936
Préstamos a empleados	411	348
	1,654	3,284
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	205,268	136,351
Corrientes		
Cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (neto de reservas por pérdidas		
crediticias esperadas)	77,351	59,787
-	77,351	59,787
Otras cuentas por cobrar:	_	
Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:		
IVA	90,704	19,713
Créditos relacionados con la cesión de activos convencionales (2)	46,018	86,043
Gastos prepagados y otras cuentas por cobrar	9,322	9,381
Pagos anticipados de servicios de transporte (1)	7,054	12 400
Impuesto sobre la renta Impuesto sobre los ingresos brutos	4,431 2,867	13,409
impuesto sobre los ingresos brutos		128 031
	160,396	128,931

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023		
Activos financieros:				
Cuentas por cobrar de terceros (4)	29,040	7,804		
Saldos por operaciones conjuntas	5,586	6,581		
Saldos con partes relacionadas (Nota 1.2.3.2 y 27)	4,741	-		
Plan Gas IV (Nota 2.5.3.1)	3,007	1,245		
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	742	557		
Otros	632	197		
	43,748	16,384		
Otras cuentas por cobrar	204,144	145,315		
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	281,495	205,102		

⁽¹⁾ Relacionado con el Proyecto Duplicar Plus, implementado por Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval") y el Proyecto de ampliación de la terminal marítima y estación de bombeo Puerto Rosales implementado por Oiltanking Ebytem S.A. ("Oiltanking") (Nota 28.1 y 28.2).

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, su valor en libros se considera similar a su valor razonable. Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

Al 31 de diciembre de 2024, las cuentas por cobrar por lo general tienen un plazo de 15 días para las ventas de petróleo crudo y de 57 días para las ventas de gas natural y GLP.

La Compañía provisiona una cuenta por cobrar comercial cuando hay información que indica que el deudor se encuentra en una dificultad financiera grave y no existe una posibilidad realista de recuperación, por ejemplo; cuando el deudor haya sido colocado en liquidación o haya entrado en un procedimiento de quiebra. Ninguna de las cuentas por cobrar comerciales que se hayan dado de baja están sujetas a actividades de cumplimiento. La Compañía ha reconocido una provisión para pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar con más de 90 días de vencimiento debido a que la experiencia histórica ha indicado que estas cuentas por cobrar generalmente no son recuperables.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se constituyó una provisión por pérdidas crediticias esperadas por 41 y 52, respectivamente.

Los movimientos en la provisión para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023		
Saldo al inicio del año	(52)	(231)		
Diferencias de cambio	11	179		
Saldo al cierre del año	(41)	(52)		

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la exposición máxima al riesgo de crédito corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

⁽²⁾ Relacionado con el crédito reconocido como resultado de la Transacción mencionada en la Nota 3.2.7.

⁽³⁾ Al 31 de diciembre de 2023, incluye 14,292 relacionados con pagos de anticipos por arrendamientos.

⁽⁴⁾ Al 31 de diciembre de 2024, incluye 13,200 de crédito con Aconcagua relacionado con la extensión de las Concesiones (Nota 28.5). Tal como se detalla en la Nota 3.2.7 Aconcagua, asume todas las obligaciones y compromisos derivados de las Concesiones involucradas hasta la finalización del Período Operativo; sin embargo, la Compañía aún posee el 100% de la titularidad de estas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 18. Activos y pasivos financieros

18.1 Deudas financieras

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023		
No corrientes	_			
Deudas financieras	1,402,343	554,832		
Total no corrientes	1,402,343	554,832		
Corrientes				
Deudas financieras	46,224	61,223		
Total corrientes	46,224	61,223		
Total deudas financieras	1,448,567	616,055		

Los vencimientos de las deudas financieras de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

tasas de interes son los siguientes.		
	Al 31 de diciembre	Al 31 de diciembre
	de 2024	de 2023
Interés fijo		
Menos de 1 año	45,381	60,373
De 1 a 2 años	185,356	81,900
De 2 a 5 años	404,395	392,550
Más de 5 años	787,592	55,382
Total	1,422,724	590,205
Interés variable		
Menos de 1 año	843	850
De 1 a 2 años	25,000	-
De 2 a 5 años	-	25,000
Más de 5 años	-	-
Total	25,843	25,850
Total deudas financieras	1,448,567	616,055

Ver Nota 18.5.2 para información sobre el valor razonable de las deudas financieras.

A continuación, se detalla el valor en libros de las deudas financieras al 31 de diciembre de 2024 y 2023 que posee la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina:

Compañía	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Santander International	Enero 2021	USD	11,700	Fijo	1.80%	Enero 2026	68 (1)	68 (1)
Santander International	Julio 2021	USD	43,500	Fijo	2.05%	Julio 2026	79 (1)	79 (1)
Santander International	Enero 2022	USD	13,500	Fijo	2.45%	Enero 2027	28 (1)	28 (1)
ConocoPhillips Company	Enero 2022	USD	25,000	Variable	SOFR (2) + 2.01%	Septiembre 2026	25,843	25,850
Citibank N.A.	Abril 2024	USD	45,000	Fijo	5.00%	Abril, 2026	20,009	-
Banco Patagonia S.A.	Julio 2024	USD	548	Fijo	11.00%	Enero 2025	144	-
						Total	46,171	26,025

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, incluye 24,350 de capital colateralizado. El valor en libros corresponde a intereses.

⁽²⁾ Secured Overnight Financing Rate ("SOFR" por sus siglas en inglés).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Adicionalmente, Vista Argentina ha emitido ON, bajo el nombre "Programa de Notas", aprobado por CNV. En la siguiente tabla se detallan los valores en libro de las ON al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital		Interés	Tasa anual	Vencimiento	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023
ON VI	Diciembre 2020	USD-linked (1)	10,000		Fijo	3.24%	Diciembre 2024	-		9,997
ON XI	Agosto 2021	USD-linked (1)	9,230		Fijo	3.48%	Agosto 2025	-	(2)	9,231
ON XII	Agosto 2021	USD-linked (1)	100,769		Fijo	5.85%	Agosto 2031	97,467		102,556
ON XIII	Junio 2022	USD	43,500		Fijo	6.00%	Agosto 2024	-		43,458
ON XIV	Noviembre 2022	USD	40,511		Fijo	6.25%	Noviembre 2025	-	(2)	36,484
ON XV	Diciembre 2022	USD	13,500		Fijo	4.00%	Enero 2025	13,539		13,476
ON XVI	Diciembre 2022 Mayo 2023	USD-linked (1) USD-linked (1)	63,450 40,785	(3)	Fijo Fijo	$0.00\% \\ 0.00\%$	Junio 2026 Junio 2026	63,429 40,525		63,231 40,525
ON XVII	Diciembre 2022	USD-linked (1)	39,118		Fijo	0.00%	Diciembre 2026	37,805	(4)	38,948
ON XVIII	Marzo 2023	USD-linked (1)	118,542		Fijo	0.00%	Marzo 2027	115,657	(4)	117,979
ON XIX	Marzo 2023	USD-linked (1)	16,458		Fijo	1.00%	Marzo 2028	16,414		16,396
ON XX	Junio 2023	USD	13,500		Fijo	4.50%	Julio 2025	13,477		13,357
ON XXI	Agosto 2023	USD-linked (1)	70,000		Fijo	0.99%	Agosto 2028	67,170	(4)	69,749
ON XXII	Diciembre 2023	USD	14,669		Fijo	5.00%	Junio 2026	14,657		14,643
ON XXIII	Marzo 2024 Mayo 2024	USD USD	60,000 32,203		Fijo Fijo	6.50% 6.50%	Marzo 2027 Marzo 2027	40,569 32,722	(4)	-
ON XXIV	Mayo 2024	USD	46,562		Fijo	8.00%	Mayo 2029	46,860		-
ON XXV	Julio 2024	USD-linked (1)	53,195		Fijo	3.00%	Julio 2028	53,111		-
ON XXVI	Octubre 2024	USD	150,000		Fijo	7.65%	Octubre 2031	151,573	(B)	-
ON XXVII	Diciembre 2024	USD	600,000		Fijo	7.63%	Diciembre 2035	597,421	(5)	
							Total	1,402,396		590,030
					,	Total deu	das financieras	1,448,567		616,055

⁽¹⁾ Suscriptas en USD, pagaderas en ARS al tipo de cambio aplicable a la fecha de vencimiento.

Ver Nota 33 para mayor información sobre eventos posteriores.

El 29 de octubre de 2024, Vista Argentina, amplió el monto del Programa de Notas, mediante una adenda aprobada por CNV, por un monto total de capital de hasta 3,000,000 o su equivalente en otras monedas.

⁽²⁾ Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía pre canceló las ON XI y XIV.

⁽³⁾ El 29 de mayo de 2023, la Compañía realizó la cancelación de la ON VII mediante: (i) una nueva emisión de la ON XVI por un monto de 40,785 (la cual no generó flujo de efectivo) y; (ii) la cancelación del capital e intereses remanentes. La Compañía reconoció 819 de resultado generado por el canje mencionado (Nota 10.3).

⁽⁴⁾ Los valores en libros de las ONs XVII; XVIII; XXI y XXIII incluyen 1,200; 2,500; 2,650 y 20,000 respectivamente, de ONs recompradas por la Compañía. (5) Ver Nota 1.2.1.

Al 31 de diciembre de 2024, Vista Argentina debe cumplir con los siguientes ratios financieros, según los parámetros definidos en el contrato de préstamo: (i) El Índice de Apalancamiento Neto ("NLR" por sus siglas en inglés) no debe exceder de 3.50. NLR se calcula como la proporción entre (a) Deuda neta (Deudas financieras más Pasivos por arrendamientos; menos Caja, bancos e inversiones corrientes) y (b) EBITDA ("Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization" por sus siglas en inglés);

⁽ii) El Índice de Cobertura de Intereses no debe ser inferior de 2.00. El mismo se calcula como la proporción entre (a) EBITDA y (b) Gastos por intereses devengados en el año.

Se aplicarán algunas limitaciones y *baskets* permitidos. El contrato incluye cláusulas que restringen, pero no prohíben la capacidad de Vista Argentina para: (i) incurrir o garantizar deuda adicional; (ii) crear gravámenes sobre sus activos para garantizar la deuda; (iii) disponer de activos; (iv) fusionar o consolidar con otra compañía o vender o disponer de la totalidad o sustancialmente de todos sus activos; (v) cambiar la línea de negocio existente; (vi) declarar o pagar dividendos o devolver cualquier capital; (vii) realizar inversiones; (viii) realizar transacciones con afiliadas; y (ix) cambiar las prácticas contables existentes. Si: (i) las ON tienen una calificación de grado de inversión de al menos dos agencias de calificación; y (ii) no ha ocurrido ni está ocurriendo un evento de incumplimiento, entonces Vista Argentina no estará sujeta ni a los ratios financieros ni a ninguna de las limitaciones descriptas anteriormente.

Al 31 de diciembre de 2024 no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

18.2 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en las deudas financieras fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos al inicio del año	616,055	549,332
Deudas financieras recibidas (1)	1,320,897	358,954
Pagos de capital de las deudas financieras (1)	(470,351)	(252,284)
Pagos de intereses de las deudas financieras	(53,897)	(22,993)
Pagos de costos de emisión de deudas financieras	(7,631)	(1,779)
Intereses por deudas financieras (2) (Nota 11.2)	62,499	21,879
Costo amortizado ⁽²⁾ (Nota 11.3)	1,649	1,810
Revaluación de deudas financieras (2) (3) (Nota 11.3)	-	72,044
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera (2)	(20,654)	(111,727)
Otros resultados financieros ⁽²⁾ (Nota 11.3)	_ _	819
Saldos al cierre del año	1,448,567	616,055

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023, las deudas financieras recibidas y los pagos de capital incluyen 40,785 correspondientes al canje de ON mencionado en la Nota 18.1. Dichas transacciones no generaron flujo de efectivo.

18.3 Títulos Opcionales

Junto con la emisión de las acciones comunes de la Serie A en la Oferta Pública Inicial ("OPI"), la Compañía colocó 65,000,000 de Títulos Opcionales para comprar, según los términos del título global y acta de emisión originales, un tercio de las acciones comunes de la Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos opcionales de suscripción de acciones Serie A"). Bajo dichos términos, estos Títulos Opcionales vencían el 4 de abril de 2023 o antes si, después de la opción de ejercicio, el precio de cierre de una acción Serie A por 20 días de negociación dentro de un período de 30 días de negociación aplicable era igual o superior al precio equivalente de USD 18.00 y la Compañía decidía terminar anticipadamente el período de ejercicio de los mismos. En el caso de que la Compañía declarase una terminación anticipada, tendría el derecho de declarar que el ejercicio de los Títulos de suscripción de acciones Serie A se realizara mediante un ejercicio "sin pago en efectivo". Si la Compañía elegía el ejercicio sin pago efectivo, los tenedores de los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A que eligieran ejercerlos deberían hacerlo mediante su entrega y recibir un número variable de acciones de la Serie A resultante de la fórmula establecida en el acta de emisión de los Títulos Opcionales, que capturaba el promedio de equivalente en USD del precio de cierre de las acciones Serie A durante un período de 10 días.

Substancialmente al mismo tiempo, los promotores de la Compañía compraron un total de 29,680,000 de Títulos Opcionales para comprar un tercio de una acción ordinaria Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos Opcionales") por 14,840 en una colocación privada que se realizó concurrentemente con el cierre de la OPI en México. Los Títulos Opcionales son idénticos y fungibles con los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A; sin embargo, los primeros, podrían tener diferencias en relación con su terminación anticipada y podían ejercerse por dinero en efectivo o sin efectivo por un número variable de acciones Serie A a discreción de los promotores de la Compañía o sus cesionarios autorizados. Si los Títulos Opcionales eran mantenidos por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los Títulos Opcionales.

El 13 de febrero de 2019 la Compañía completó la venta de 5,000,000 de Títulos Opcionales para la compra de un tercio de las acciones comunes Serie A de conformidad con un acuerdo de compra a plazo y cierto compromiso de suscripción, a un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos de suscripción de acciones").

El 4 de octubre de 2022 la asamblea de tenedores de los Títulos Opcionales de compra emitidos por la Compañía (identificados con la clave de pizarra "VTW408A-EC001" - los "Títulos Opcionales"), aprobó las modificaciones al acta de emisión y al título global que ampara los mismos. En virtud de lo cual se estableció un mecanismo de ejercicio sin pago de efectivo que permite a los tenedores, obtener 1 acción serie A representativa del capital social de la Compañía por cada 31 Títulos Opcionales de los que sean propietarios.

⁽²⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

⁽³⁾ Relacionados con las ON VIII y X, cuyos importes estaban en nominados en UVA y ajustados por CER. Al 31 de diciembre de 2023, fueron pre canceladas por la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 4 de octubre de 2022, el pasivo por Títulos Opcionales fue cancelado por 32,894, monto equivalente a las 3,215,483 acciones serie A, expuesto en el rubro "Otros instrumentos del capital contable".

De esta forma por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, se colocaron en circulación 1,176,811 acciones Serie A. Las mismas no poseen valor nominal (Nota 21.1).

A la fecha de estos estados financieros consolidados no existen Títulos Opcionales pendientes de ejercicio o en circulación.

18.4 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

Al 31 de diciembre de 2024	Activos / pasivos financieros a costo amortizado	Activos / pasivos financieros a valor razonable	Total activos / pasivos financieros
Activos			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	1,654	<u> </u>	1,654
Total activos financieros no corrientes	1,654		1,654
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	119,841	124,065	243,906
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	121,099		121,099
Total activos financieros corrientes	240,940	124,065	365,005
Pasivos			
Deudas financieras (Nota 18.1)	1,402,343	-	1,402,343
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	37,638	<u>-</u>	37,638
Total pasivos financieros no corrientes	1,439,981		1,439,981
Deudas financieras (Nota 18.1)	46,224	-	46,224
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	487,186	-	487,186
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	58,022		58,022
Total pasivos financieros corrientes	591,432		591,432
Al 31 de diciembre de 2023	Activos / pasivos financieros a costo amortizado	Activos / pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Activos	_		
Activos del plan (Nota 23)	-	5,438	5,438
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	3,284		3,284
Total activos financieros no corrientes	3,284	5,438	8,722
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	35,292	156,163	191,455
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	76,171		76,171
Total activos financieros corrientes	111,463	156,163	267,626
Pasivos			
Deudas financieras (Nota 18.1)	554,832	-	554,832
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	35,600	<u> </u>	35,600
Total pasivos financieros no corrientes	590,432		590,432
Deudas financieras (Nota 18.1)			61,223
	61,223	_	
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	205,055	- -	205,055
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26) Pasivos por arrendamiento (Nota 15) Total pasivos financieros corrientes		- - -	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024:

	Activos / pasivos financieros a costo amortizado	Activos / pasivos financieros a valor razonable	Total activos / pasivos financieros
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	4,535	-	4,535
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(62,499)	-	(62,499)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(1,649)	-	(1,649)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	(453)	-	(453)
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	933	-	933
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	14,120	14,120
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(3,093)	-	(3,093)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos			
(Nota 11.3)	(1,312)	-	(1,312)
Otros (Nota 11.3)	14,855	-	14,855
Total	(48,683)	14,120	(34,563)

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023:

	Activos / pasivos financieros a costo amortizado	Activos / pasivos financieros a valor razonable	Total activos / pasivos financieros
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	1,235		1,235
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(21,879)	-	(21,879)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(1,810)	-	(1,810)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	18,458	-	18,458
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	2,137	-	2,137
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	19,437	19,437
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(2,894)	-	(2,894)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos			
(Nota 11.3)	(2,387)	-	(2,387)
Revaluación de deudas financieras (Nota 11.3)	(72,044)	-	(72,044)
Otros (Nota 11.3)	(26,381)	-	(26,381)
Total	(105,565)	19,437	(86,128)

18.5 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre como la Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

18.5.1 Valor razonable de los activos y pasivos financieros de la Compañía que se miden a valor razonable de forma recurrente

La Compañía clasifica las mediciones del valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, que refleja la relevancia de las variables utilizadas para realizar esas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) para activos o pasivos idénticos en mercados activos.
- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 observable para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).
- Nivel 3: Datos de activos o pasivos basados en información que no se puede observar en el mercado (es decir, datos no observables).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las siguientes tablas muestran los activos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Al 31 de diciembre de 2024	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
Activos financieros a valor razonable con				
cambios en resultados				
Inversiones corrientes	124,065	-		124,065
Total activos	124,065			124,065
Al 31 de diciembre de 2023	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				_
Activos financieros a valor razonable con				
cambios en resultados				
Activos del plan	5,438	-	-	5,438
Activos del plan Inversiones corrientes	5,438 156,163	-	-	5,438 156,163

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios cotizados en el mercado a la fecha de estos estados financieros consolidados. Un mercado se considera activo cuando los precios cotizados están disponibles regularmente a través de una bolsa de valores, un corredor, una institución específica del sector o un organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones de mercado regulares y actuales entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado utilizado para los activos financieros mantenidos por la Compañía es el precio de oferta actual. Estos instrumentos están incluidos en el Nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina utilizando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable en el mercado, cuando está disponible, y se basan lo menos posible en estimaciones específicas de la Compañía. Si se pueden observar todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero, el instrumento se incluye en el Nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para determinar el valor razonable no se pudieron observar en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el Nivel 3.

No hubo transferencias entre el Nivel 1, Nivel 2 y el Nivel 3 del 31 de diciembre de 2023 al 31 de diciembre de 2024.

18.5.2 Valor razonable de activos y pasivos financieros que no se miden a valor razonable (pero se requieren revelaciones de valor razonable)

Excepto por lo detallado en la siguiente tabla, la Compañía considera que los valores en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos en los estados financieros consolidados se aproximan a sus valores razonables, tal como se explica en las notas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2024	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos	·		
Deudas financieras	1,448,567	1,391,352	2
Total pasivos	1,448,567	1,391,352	
Al 31 de diciembre de 2023	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Deudas financieras	616,055	516,699	2
Total pasivos	616,055	516,699	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

18.6 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros

18.6.1 Factores de riesgo financiero

Las actividades de la Compañía están sujetas a varios riesgos financieros: riesgo de mercado (incluido el riesgo de tipo de cambio, riesgo de precio y riesgo de interés), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión de riesgos financieros está incluida dentro de las políticas globales de la Compañía y existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la Compañía. Dicha estrategia busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta durante o al cierre de cada año.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el departamento de finanzas de la Compañía, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres, que pueden afectar adversamente la estrategia, el desempeño, los resultados operativos y la situación financiera de la Compañía.

18.6.1.1 Riesgo de mercado

(i) Riesgo de tipo de cambio

La situación financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones son sensibles a las variaciones en el tipo de cambio entre el USD y el ARS. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía realizó operaciones de tipo de cambio y el impacto en los resultados del período se registraron en el estado de resultados consolidados en "Otros resultados financieros".

La mayoría de los ingresos por ventas de la Compañía están denominadas directamente en USD o bien la evolución de las ventas siguen la evolución de la cotización de esta moneda.

Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, el ARS se depreció aproximadamente 28% y 356%, respectivamente.

La siguiente tabla muestra la sensibilidad a una modificación en el tipo de cambio de ARS frente al USD, con todas las demás variables mantenidas constantes. El impacto en la utilidad antes de impuestos de la Compañía se debe a los cambios en el valor razonable de los activos y pasivos monetarios denominados en otras monedas distintas del USD, la moneda funcional de la Compañía. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativa.

	Al 31 de diciembre	Al 31 de diciembre
	de 2024	de 2023
Variación en el tipo de cambio	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad o pérdida antes de impuestos	38,108 / (38,108)	658 / (658)
Efecto en el capital contable antes de impuestos	38,108 / (38,108)	658 / (658)

Ambiente inflacionario en Argentina

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 1.219% y 814%, respectivamente.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la tasa de inflación ascendió a 117.8% y 211.4%, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

(ii) Riesgo de precio

Las inversiones de la Compañía en activos financieros clasificados como "a valor razonable con cambios en resultados" son sensibles al riesgo de cambios en los precios de mercado resultantes de incertidumbres sobre el valor futuro de dichos activos financieros.

La Compañía estima que siempre que todas las otras variables permanezcan constantes, una revaluación (devaluación) de cada precio de mercado que se detalla a continuación generaría el siguiente aumento (disminución) en la utilidad (pérdida) del año antes de impuestos en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados detallados en la Nota 18.5 de estos estados financieros consolidados:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Variación en bonos del gobierno argentino	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	869/ (869)	374 / (374)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	11,537/ (11,537)	15,243 / (15,243)

(iii) Riesgo de tasa de interés

La gestión del riesgo de tasa de interés busca minimizar los costos financieros y limitar la exposición de la Compañía a los aumentos de tasas de interés.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la tasa de interés promedio para los préstamos denominados en ARS fue de 41.98% y 3.37%, respectivamente.

El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés en sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que pueden experimentar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, ya que podrían ser considerablemente más elevadas que las tasas variables. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, aproximadamente el 2% y 4% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables, respectivamente.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la tasa de interés variable para las deudas financieras denominadas en USD era del 7.42% y 9.32% respectivamente.

La Compañía busca mitigar su exposición al riesgo de tasa de interés a través del análisis y evaluación de (i) las diferentes fuentes de liquidez disponibles en el mercado financiero y de capital, tanto nacionales como internacionales (si están disponibles); (ii) alternativas de tasas de interés (fijas o variables), monedas y términos disponibles para compañías en un sector, industria y riesgo similar al de la Compañía; y (iii) la disponibilidad, el acceso y el costo de los contratos de cobertura de tasas de interés. Al hacer esto, la Compañía evalúa el impacto en las ganancias o pérdidas resultantes de cada estrategia sobre las obligaciones que representan las principales posiciones con intereses.

La Compañía considera que el riesgo de un incremento significativo en las tasas de interés es bajo y, por lo tanto, no prevé un riesgo sustancial en su endeudamiento.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

18.6.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito, según las definiciones de la Gerencia en base a calificaciones internas o externas. La Compañía realiza evaluaciones crediticias constantes sobre la capacidad financiera de sus clientes, lo que minimiza el riesgo potencial de pérdidas crediticias esperadas. El riesgo de crédito del cliente se gestiona sujeto a la política, los procedimientos y los controles establecidos por la Compañía. Las cuentas por cobrar son monitoreadas regularmente.

El riesgo de crédito representa la exposición a posibles pérdidas resultantes del incumplimiento de los clientes por las obligaciones asumidas se deriva principalmente de factores económicos y financieros.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía ha establecido una reserva para pérdidas crediticias esperadas que representa la mejor estimación de posibles pérdidas asociadas con las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

La Compañía tiene la siguiente concentración de riesgo de crédito con respecto a su participación en todas las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y en los ingresos por cada año.

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:		
Clientes		
Raizen Argentina S.A.	28%	41%
ENAP Refinerías S.A.	28%	18%
PEMEX	15%	21%
	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Raizen Argentina S.A.	25%	24%
Trafigura	20%	16%
Trafigura Pte LTD	19%	16%
ENAP Refinerías S.A	15%	7%
Valero Marketing and Supply Company	-%	10%
Repsol Trading USA Corp.	-%	10%
Gas Natural		
Cinergia Chile S.p.a	28%	30%
CAMMESA	13%	8%

Ningún otro cliente individual tiene una participación en el monto total de estas cuentas por cobrar o ingresos que excedan el 10% en alguno de los años presentados.

La Compañía no mantiene garantías como seguros. La Compañía evalúa la concentración de riesgo con respecto a las cuentas por cobrar y otras cuentas como alta, ya que sus clientes se concentran como se detalla anteriormente.

A continuación, se presenta la información sobre la exposición al riesgo de crédito en las cuentas por cobrar de la Compañía (Nota 17):

Al 31 de diciembre de 2024	A vencer	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total
Importe bruto de cuentas por cobrar de petróleo y gas	74,391	2,960	41	77,392
Pérdida crediticia esperada	-	-	(41)	(41)
Importe neto de cuentas por cobrar de petróleo y gas			_	77,351
Al 31 de diciembre de 2023	A vencer	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total
Al 31 de diciembre de 2023 Importe bruto de cuentas por cobrar de petróleo y gas	A vencer 57,873	1.101105 410		Total 59,839
		90 días	90 días	

El riesgo crediticio de los fondos comunes de inversión y otras inversiones financieras es limitado, ya que las contrapartes son instituciones bancarias de alta calidad crediticia. Si no hay calificaciones de riesgo independientes, el área de control de riesgo evalúa la solvencia del cliente, basándose en experiencias pasadas y otros factores.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

18.6.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado con la capacidad de la Compañía para financiar sus compromisos y llevar a cabo sus planes de negocios con fuentes financieras estables, así como con el nivel de endeudamiento y el perfil de vencimientos de la deuda financiera. La proyección del flujo de efectivo es realizada por el departamento de finanzas.

La Compañía supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para garantizar la suficiencia de efectivo e instrumentos financieros líquidos para satisfacer las necesidades operativas. Esas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de la deuda, y si corresponde, los requisitos regulatorios o legales externos, tales como, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera.

El exceso de efectivo y los saldos por encima de los requisitos de gestión del capital de trabajo son administrados por el departamento de finanzas, que los invierte principalmente en fondos comunes de inversión y fondos monetarios de mercado seleccionando instrumentos con monedas y vencimientos oportunos, y una calidad crediticia y liquidez adecuadas para proporcionar un margen suficiente según lo determinado en las proyecciones anteriormente mencionadas.

La Compañía mantiene sus fuentes de financiamiento diversificadas entre los bancos y el mercado de capitales, y está expuesta al riesgo de refinanciamiento al vencimiento.

A continuación, se detalla la determinación del índice de liquidez de la Compañía al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Al 31 de diciembre de 2024	de 2023
Activos Corrientes	1,052,271	425,904
Pasivos Corrientes	1,057,754	359,386
Índice de liquidez	0.994	1.185

La siguiente tabla incluye un análisis de los pasivos financieros de la Compañía, agrupados según sus fechas de vencimiento y considerando el período restante hasta su fecha de vencimiento contractual desde la fecha de los estados financieros.

Pasivos

Los importes mostrados en la tabla son los flujos de fondos contractuales no descontados.

financieros, excluyendo deudas financieras	Deudas financieras	Total
545,208	46,224	591,432
14,453	210,356	224,809
17,310	404,395	421,705
5,875	787,592	793,467
582,846	1,448,567	2,031,413
Pasivos financieros, excluyendo deudas financieras	Deudas financieras	Total
239,923	61,223	301,146
11,898	81,900	93,798
16,120	417,550	433,670
7,582	55,382	62,964
275,523	616,055	891,578
	financieros, excluyendo deudas financieras 545,208 14,453 17,310 5,875 582,846 Pasivos financieros, excluyendo deudas financieras 239,923 11,898 16,120 7,582	excluyendo deudas financieras financieras 545,208 46,224 14,453 210,356 17,310 404,395 5,875 787,592 582,846 1,448,567 Pasivos financieros, excluyendo deudas financieras 239,923 61,223 11,898 81,900 16,120 417,550 7,582 55,382

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

18.6.1.4 Otros riesgos

Acceso al mercado de cambios en Argentina

A continuación, se detalla el marco normativo establecido por el Banco Central de la República Argentina ("BCRA") durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023; por medio del cual se establecieron ciertos límites y ajustes para el atesoramiento y consumos en moneda distinta al ARS; y para la adquisición de divisas a las que puede acceder la Compañía:

(i) Comunicación "A" 7552 y complementarias

Con fecha 21 de julio de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7552, el BCRA incluyó un límite a la tenencia de certificados de depósitos argentinos ("CEDEAR") de 100,000 que pueden tener quienes acceden al mercado oficial de cambios. Mediante diversas comunicaciones, la última de ellas de fecha 10 de febrero de 2025 (Comunicación "A" 8191), el BCRA mantiene vigente las disposiciones que se detallan a continuación.

En este sentido, la entidad deberá contar con una declaración jurada donde conste, entre otras cosas, el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo; y la constancia del día en que se solicita el acceso al mercado, validando que en los 90 días corridos anteriores (a) no ha realizado ventas, canjes o transferencias de títulos en el país con liquidación en moneda extranjera; (b) no ha adquirido en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en ARS; (c) no ha adquirido certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras; ni títulos de valores representativos de deuda privada emitidos en el exterior; (d) no ha 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.

Las declaraciones juradas antes mencionadas deberán ser emitidas en línea con las regulaciones establecidas por la Comunicación y las normas de "Exterior y cambios".

A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Comunicación "A" 7552 y sus complementarias, continúan vigentes.

(ii) Comunicación "A" 8137 y complementarias

Con fecha 28 de noviembre de 2024, mediante la Comunicación "A" 8137, el BCRA extendió a 20 días hábiles desde su cobro o percepción el plazo para ingresar y liquidar en el mercado de cambios los cobros de exportaciones de bienes y servicios; el monto percibido por la enajenación de activos no financieros no producidos, y las devoluciones por pagos de importaciones efectuados con acceso al mercado de cambios, entre otros.

Se establece asimismo que, en el caso de cobros de exportaciones de bienes, este plazo quedará supeditado en todos los casos a los plazos dispuestos en los puntos 7.1.1.1. a 7.1.1.5. del texto ordenado sobre Exterior y Cambios, es decir al plazo máximo previsto independientemente de la fecha de cobro o percepción

Adicionalmente, establece que los anticipos y los pre y post financiaciones del exterior deberán ser ingresadas en el mercado de cambios dentro de los 20 días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior. Si las exportaciones encuadras dentro del Decreto 28/23, lo anterior se considera cumplido cuando el exportador haya ingresado y liquidado en el mercado de cambios un monto no menor al 80% del contravalor de los anticipos, pre y post-financiaciones; y por la porción no liquidada haya concretado operaciones de compraventa con títulos valores, en las cuales los títulos valores son adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local en el país.

(iii) Comunicación "A" 8035 y complementarias

Con fecha 3 de junio de 2024, por medio de la Comunicación "A" 8035, el BCRA modifica la Comunicación "A" 7914 emitida el 7 de diciembre de 2023 y : (a) incorpora a las normas de "Exterior y cambios" algunas modificaciones relativas al acceso al mercado de cambios para cursar pagos de importaciones de bienes; y (b) extendió el plazo de vigencia de restricciones para el acceso al mercado de cambios para determinados endeudamientos financieros hasta el 31 de diciembre de 2024.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

(iv) Comunicación "A" 8191 y complementarias

Con fecha 10 de febrero de 2025, por medio de la Comunicación "A" 8191, el BCRA modifica la Comunicación "A" 8035 introduciendo los cambios sustanciales al régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios:

- La declaración del Sistema de Importaciones de la República Argentina ("SIRA") en estado "SALIDA" no será requisito para el acceso al mercado de cambios.
- Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero, en cumplimiento con los requisitos de la norma.

Por tanto, en el caso de (a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos; (b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos; (c) hulla bituminosa sin aglomerar; (d) energía eléctrica; (e) importaciones oficializadas de uranio natural, uranio enriquecido y sus compuestos, agua pesada o circonio y sus manufacturas que sean destinadas a la elaboración de energía o combustibles, la entidad podrá acceder al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA.

(v) Comunicación "A" 8118

Con fecha 21 de octubre de 2024, por medio de la Comunicación "A" 8118, se estableció que el acceso al mercado de cambios para cursar pagos diferidos por las importaciones oficializadas a partir de dicha fecha podrá realizarse a partir de los 30 días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes.

(vi) Comunicación "A" 8133

Con fecha 21 de noviembre de 2024, por medio de la Comunicación "A" 8133, el BCRA, estableció que los importadores podrán realizar pagos a sus proveedores con fondos propios que mantengan depositados en sus cuentas locales o reciban de sus ventas en moneda extranjera en un plazo inferior a 30 días, que era el plazo mínimo establecido en la Comunicación "A" 8118.

Para el caso de bienes de capital, el pago anticipado podrá realizarse siempre y cuando utilicen fondos propios que tengan depositados en sus cuentas locales en moneda extranjera. Para el resto de los bienes, deberán sumar también la documentación respectiva. Dicho beneficio aplica para bienes oficializados en aduana a partir del 13 de diciembre de 2024.

(vii) Comunicación "A" 7925 y complementarias

Mediante la Comunicación "A" 7925 de fecha 22 de diciembre de 2023, el BCRA estableció los requisitos para que los importadores que tengan deudas pendientes con el exterior por la importación de bienes y/o servicios con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, puedan suscribir los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("BOPREAL"). Dichos requisitos fueron incorporados a la Comunicación "A" 8191 y se estableció la necesidad de que exista previa confirmación del BCRA para acceder al mercado de cambios para el pago del Stock de Deuda de Importaciones, salvo que la operación esté encuadrada en alguno de los supuestos allí enumerados.

Los importadores de bienes y servicios podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones. Estos podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior, por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria sin que ello limite su capacidad de acceder al mercado de cambios.

Asimismo, por Comunicación "A" 7935 se estableció que quienes hubieran suscripto BOPREAL en licitación primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios podrán realizar, a partir del 1 de abril de 2024, operaciones de ventas de títulos contra moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal licitado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta de BOPREAL

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

(viii) Comunicación "A" 8161 y complementarias

Con fecha 19 de diciembre de 2024, mediante la Comunicación "A" 8161, el BCRA dejo sin efecto el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios de clientes para pagar a su vencimiento intereses compensatorios que se devenguen a partir del 1° de enero del año 2025 sobre el valor original remanente de deudas financieras con contrapartes vinculadas del exterior.

El organismo aclara que los intereses adeudados al 31 de diciembre o los intereses punitorios u otros equivalentes que se devenguen desde el 1 de enero de 2025 continuarán alcanzados por el requisito de conformidad previa.

Además, establece que el resto de las disposiciones previstas en los puntos 3.3.3. y 3.5.6. en materia de acceso al mercado de cambios para la cancelación de capital e intereses de deudas comerciales y financieras con acreedores que sean contrapartes vinculadas al deudor residente, mantendrán su vigencia a partir del 1 de enero de 2025.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía ha tomado todas las acciones necesarias para dar cumplimiento a lo establecido por las comunicaciones antedichas y continúa monitoreando nuevos cambios al marco normativo y el impacto que tendrían en la cancelación de deudas en monedas distintas al ARS.

Nota 19. Inventarios

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Inventario de petróleo crudo (Nota 6.2)	4,384	2,664
Materiales y repuestos	2,082	4,651
Inventario asignado de petróleo crudo	3	234
Total inventarios	6,469	7,549
Note 20 Caia bancos a inversiones corrientes		

Nota 20. Caja, bancos e inversiones corrientes

	de 2024	de 2023	
Bancos	520,401	21,798	
Fondos monetarios de mercado	119,841	35,292	
Fondos comunes de inversión	115,368	152,426	
Bonos del gobierno argentino	8,697	3,737	
Total caja, bancos e inversiones corrientes	764,307	213,253	

Al 31 de diciembre

Al 31 de diciembre

El efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen los recursos disponibles en efectivo y en banco y aquellas inversiones con un vencimiento inferior a 3 meses. A efectos del estado de flujo de efectivo consolidado, en la siguiente tabla se muestra una conciliación entre caja, bancos e inversiones corrientes y el efectivo y equivalentes:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023	
Caja, bancos e inversiones corrientes	764,307	213,253	
Menos Bonos del gobierno argentino	(8.697)	(3,737)	
Efectivo y equivalentes de efectivo	755,610	209,516	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 21. Capital contable y gestión del riesgo de capital

21.1 Capital social

El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el capital social de la Compañía por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Series A	Series C	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2022	517,873	-	517,873
Número de acciones	88,406,478	2	88,406,480
Ejercicio sin pago en efectivo de Títulos Opcionales	-	-	-
Número de acciones	1,176,811	-	1,176,811
Acciones otorgadas en LTIP	1	-	1
Número de acciones	5,772,141	-	5,772,141
Saldo al 31 de diciembre de 2023	517,874		517,874
Número de acciones	95,355,430	2	95,355,432
Reducción de capital social	(19,965)	-	(19,965)
Número de acciones	-	-	-
Recompra de acciones	(99,846)	-	(99,846)
Número de acciones recompradas (1)	(2,081,198)	-	(2,081,198)
Acciones otorgadas en LTIP	1	_	1
Número de acciones	2,011,219	-	2,011,219
Saldo al 31 de diciembre de 2024	398,064		398,064
Número de acciones	95,285,451	2	95,285,453

⁽¹⁾ A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, las acciones recompradas se encuentran reservadas en tesorería.

1) Acciones Serie A

Títulos Opcionales

El 4 de octubre de 2022 la asamblea de tenedores de los Títulos Opcionales emitidos por la Compañía (identificados con la clave de pizarra "VTW408A-EC001" - los "Títulos Opcionales"), aprobó las modificaciones al acta de emisión y al título global que ampara los mismos. En virtud de esto se estableció un mecanismo de ejercicio, sin pago de efectivo, que permitió a los tenedores, obtener una acción Serie A representativa del capital social de la Compañía por cada 31 Títulos Opcionales de los que sean propietarios (Nota 18.3). Como resultado, se pudieran poner en circulación un máximo de 3,215,483 acciones, una vez convertidos todos los Títulos Opcionales. Así mismo el 2 de marzo de 2023, la CNBV habilitó el ejercicio automático sin pago en efectivo, por lo que el 15 de marzo de 2023, en virtud de dicho ejercicio automático, la totalidad de los Títulos Opcionales que se encontraban en circulación fueron ejercidos, por lo tanto a la fecha de estos estados financieros consolidados, no hay Títulos Opcionales en circulación.

De esta forma al 31 de diciembre de 2023, se colocaron en circulación 1,176,811 acciones Serie A. Las mismas no poseen valor nominal, y el importe resultante de este canje cuyo monto fue de 32,144, se expone en el estado de situación de situación financiera consolidado en el rubro de "Otros instrumentos del capital contable".

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Otros movimientos de las acciones Serie A

El 5 de diciembre de 2024, el Consejo de Administración aprobó la reducción de la parte variable del capital social de la Compañía por un monto de 19,965 para la absorción de las pérdidas acumuladas al 31 de octubre de 2024, según los estados financieros no consolidados de la Compañía. Esta operación no requirió cancelación de acciones Serie A, ya que las mismas no poseen valor nominal. Asimismo, esta operación no generó ningún efecto impositivo en México.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Compañía recompró 2,081,198 acciones Serie A por un monto total de 99,846, las cuales a la fecha de estos estados financieros se encuentran reservadas en tesorería y no generaron ningún efecto fiscal en México.

Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía emitió 2,011,219 y 5,772,141 acciones Serie A vinculadas con el LTIP.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el capital social variable de la Compañía está compuesto por 95,285,451 y 95,355,430 acciones Serie A, respectivamente, sin expresión de valor nominal, cada una de las cuales otorga derecho a un voto, las cuales están totalmente suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el capital social autorizado de la Compañía incluye 33,506,788 y 33,436,809 acciones comunes Serie A, respectivamente, que se encuentran reservadas en tesorería.

2) Series C

La porción variable del capital social es una cantidad ilimitada, de acuerdo con el estatuto social y las leyes aplicables, mientras que la porción fija de capital social está dividida en 2 acciones Serie C.

El 17 de marzo de 2023, Vista concluyó una operación que resultó en la adquisición de las 2 acciones Serie C en circulación, de conformidad con el programa de recompra de acciones autorizada por los accionistas de la Compañía. Estas acciones Serie C se encuentran actualmente en poder de la Compañía.

21.2 Reserva legal y reserva para recompra de acciones

De acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas, la Compañía debe asignar al menos el 5% de la utilidad neta del año para aumentar la reserva legal hasta que alcance el 20% del capital social, utilizando como base los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el monto de la reserva legal es 8,233, respectivamente.

Con fecha 24 de abril de 2023, mediante Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria, los accionistas de la Compañía aprobaron un incremento en el monto de la reserva para la recompra de acciones propias por un monto total de 29,859, y el incremento de la reserva legal por 5,630, ambas en base a los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Con fecha 6 de agosto de 2024, mediante Asamblea General Ordinaria, los accionistas de la Compañía aprobaron un incremento de la reserva para la recompra de acciones propias por un monto total de 50,000, basados en los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el monto de la reserva para recompra de acciones es 129,324 y 79,324, respectivamente.

21.3 Gestión del riesgo de capital contable

Al administrar su capital, la Compañía tiene como objetivo salvaguardar su capacidad para continuar operando bajo el supuesto de empresa en marcha y generar ganancias para sus accionistas y beneficios para otras partes interesadas; así como mantener una estructura de capital óptima.

La Compañía monitorea su capital contable en función del índice de apalancamiento. Esta relación se calcula dividiendo: (i) la deuda neta (deudas financieras y pasivos por arrendamiento menos caja, bancos e inversiones corrientes) por; (ii) el capital contable.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El índice de apalancamiento al 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Total deudas financieras y pasivos por arrendamiento	1,544,227	686,523
Menos: caja, bancos e inversiones corrientes	(764,307)	(213,253)
Deuda neta	779,920	473,270
Total capital contable	1,621,213	1,247,015
Índice de apalancamiento	48.11%	37.95%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Nota 22. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2024 Al 31 de diciembre de 2023	
No corrientes	_	
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	31,026	12,191
Remediación ambiental	2,032	148
Total provisiones no corrientes	33,058	12,339
Corrientes		
Remediación ambiental	2,484	936
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	1,412	3,096
Contingencias	14	101
Total provisiones corrientes	3,910	4,133

22.1 Provisión para el taponamiento y abandono de pozos

De acuerdo con las regulaciones aplicables en los países donde la Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas, debe incurrir en costos asociados con el taponamiento y el abandono de pozos. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía posee un fideicomiso de taponamiento y abandono de pozos en México, sin embargo, en Argentina no se ha otorgado ningún activo en garantía para liquidar tales obligaciones.

La provisión de taponamiento y abandono de pozos representa el valor actual de los costos de desmantelamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas, en los que se espera incurrir hasta el final de cada concesión, cuando los pozos productores de petróleo y gas cesen sus operaciones. Estas provisiones han sido creadas en base a las estimaciones internas de la Compañía o del operador, según corresponda.

Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, por lo que la Compañía considera una base razonable sobre la cual estimar el pasivo futuro. Estas estimaciones se revisan periódicamente para tener en cuenta los cambios sustanciales en los supuestos. Sin embargo, los costos reales de taponamiento y abandono de pozos dependerán en última instancia de los precios futuros del mercado para los trabajos necesarios de taponamiento y abandono. Además, es probable que el momento de taponamiento y abandono del pozo dependa de cuándo los campos dejen de producir a tasas económicamente viables. Esto, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo crudo y del gas natural, que son inherentemente inciertos.

La tasa de descuento utilizada en el cálculo de la provisión al 31 de diciembre de 2024 oscila entre 5.15% y 5.57% mientras que para el cálculo el 31 de diciembre de 2023 oscila entre 4.40% y 11.09%.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 10% en la misma tendría un impacto del 10% en la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

A continuación, se detallan los movimientos del año de la provisión de taponamiento y abandono:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos al inicio del año	15,287	32,524
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos		
(Nota 11.3)	1,312	2,387
Aumento (disminución) por cambio en estimaciones capitalizadas (Nota 13)	23,325	(930)
(Disminución) por cambio en estimaciones de activos convencionales (1)	(7,486)	(18,697)
Diferencias de cambio	-	3
Saldos al cierre del año	32,438	15,287

⁽¹⁾ De acuerdo a lo mencionado en el Nota 3.2.7, la Compañía posee un crédito con Aconcagua, ya que esta última asume todas las obligaciones de taponamiento y abandono de pozos derivadas de las Concesiones involucradas en la transacción hasta la finalización del Período Operativo; sin embargo, la Compañía aún posee el 100% de la titularidad de dichas concesiones (Nota 1.1).

22.2 Provisión de remediación ambiental

La Compañía realiza estudios de impacto ambiental para nuevos proyectos e inversiones y, hasta la fecha, los requisitos ambientales y las restricciones impuestas a estos nuevos proyectos no han tenido ningún impacto adverso importante en los negocios de la Compañía.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 10% en la misma no tendría un impacto significativo en la obligación por remediación ambiental.

A continuación, se detallan los movimientos del año de la provisión de remediación ambiental:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos al inicio del año	1,084	1,821
Aumentos (Nota 10.2)	359	485
Aumentos por cambio en estimaciones de activos convencionales (1)	3,442	624
Diferencias de cambio	(369)	(1,846)
Saldos al cierre del año	4,516	1,084

⁽¹⁾ De acuerdo a lo mencionado en el Nota 3.2.7, la Compañía posee un crédito con Aconcagua, ya que esta última asume todas las obligaciones por remediación ambiental derivadas de las Concesiones involucradas en la transacción hasta la finalización del Período Operativo; sin embargo, la Compañía aún posee el 100% de la titularidad de dichas concesiones (Nota 1.1).

22.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) forma parte de diversos reclamos comerciales, fiscales y laborales, originados en el curso normal de sus actividades. A efectos de determinar un adecuado nivel de provisión para estimar los montos y la probabilidad de ocurrencia, la Compañía cuenta con la asistencia de asesores legales.

La determinación de las estimaciones está sujeta a cambios en el futuro, entre otras cuestiones, relacionadas con nuevos acontecimientos a medida que se desarrolla cada proceso y con hechos no conocidos al momento de la evaluación. Por ese motivo, la resolución adversa de los procesos podría exceder las provisiones establecidas.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los reclamos totales y las acciones legales ascienden a un monto de 14 y 101, para los cuales la Compañía ha estimado una pérdida probable de 14 y 101, respectivamente.

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión de sus asesores, considera que el monto de la provisión es suficiente para cubrir las contingencias que puedan ocurrir. No hay reclamos ni otros asuntos que, individualmente o en conjunto, no hayan sido provisionados o revelados por la Compañía, en estos estados financieros consolidados.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

A continuación, se detallan los movimientos del año de la provisión para contingencias:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos al inicio del año	101	171
Aumentos (Nota 10.2)	688	69
Importes incurridos por pagos	(751)	(46)
Diferencia de cambio	(24)	(93)
Saldos al cierre del año	14	101

Nota 23. Beneficios a empleados

El plan de beneficios a empleados originalmente aplica sólo a aquellos que cumplan con ciertas condiciones, entre ellas, que hayan participado en el plan de beneficios definidos de manera ininterrumpida, y que, habiéndose unido a la Compañía antes del 31 de mayo de 1995, tienen el número requerido de años de servicio, por lo tanto, son elegibles para recibir al retirarse un cierto monto de acuerdo con las disposiciones del plan.

Dicho plan se basa en el último salario computable y el número de años trabajados después de deducir los beneficios del sistema de pensiones argentino administrado por la Administración Nacional de Seguridad Social ("ANSES").

Al momento de la jubilación, dichos empleados tienen derecho a recibir un pago mensual a valor constante, que se actualiza al final de cada año por el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos ("INDEC") de la Argentina. En el caso de que durante un año determinado la variación de la misma exceda el 10%, el pago se ajustará provisionalmente una vez que se haya excedido este porcentaje.

El plan se respalda con activos depositados exclusivamente por la Compañía y sin ninguna contribución de los empleados en un fondo fiduciario. Los activos del fondo pudieran ser invertidos por la Compañía en instrumentos del mercado monetario denominados en USD o depósitos a plazo fijo para preservar el capital acumulado y obtener un rendimiento en línea con un perfil de riesgo moderado. Los fondos generalmente se invierten en bonos de los Estados Unidos de América ("EE.UU."); bonos del Tesoro y documentos comerciales con calificación de calidad.

El Banco de Nueva York Mellon es el fiduciario y Willis Towers Watson es el agente gestor. En caso de que haya un exceso (debidamente certificado por un actuario independiente) de los fondos que se utilizarán para liquidar los beneficios otorgados por el plan, la Compañía tendrá derecho a la opción de usarlo, en cuyo caso deberá notificar al fiduciario.

Los siguientes cuadros resumen los componentes del gasto neto y la obligación reconocidos en los estados financieros consolidados:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Costo de intereses	(476)	(639)
Costo de servicios	(13)	(25)
Cancelación		364
Total	(489)	(300)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Al 31 de diciembre de 2024		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable de los activos del plan	Pasivo neto
Saldos al inicio del año	(11,295)	5,592	(5,703)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de intereses	(712)	236	(476)
Costo de servicios	(13)	-	(13)
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
Remedición actuarial	(10,331)	131	(10,200)
Pago de contribuciones	1,805	(1,381)	424
Saldos al cierre del año	(20,546)	4,578	(15,968)

	Al 31 de diciembre de 2023		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable de los activos del plan	Pasivo neto
Saldos al inicio del año	(19,009)	6,758	(12,251)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de intereses	(909)	270	(639)
Costo de servicios	(25)	-	(25)
Cancelación	364	-	364
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
Remedición actuarial	6,213	352	6,565
Pagos de beneficios	777	(777)	-
Pago de contribuciones	1,294	(1,011)	283
Saldos al cierre del año	(11,295)	5,592	(5,703)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada año por categoría es el siguiente:

	Al 31 de	Al 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,578	154
Bonos del gobierno americano	-	5,438
Total	4,578	5,592

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos 10 años. Los montos en la tabla representan los flujos de efectivo no descontados y, por lo tanto, no concilian con las obligaciones registradas al final del año:

	Al 31 de	Al 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Menos de 1 año	1,339	974
De 1 a 2 años	1,344	974
De 2 a 3 años	1,320	963
De 3 a 4 años	1,293	946
De 4 a 5 años	1,264	925
De 6 a 10 años	5,807	4,242

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	Al 31 de	Al 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Tasa de descuento	5%	5%
Tasa de retorno de activos	5%	5%
Aumento de salario	1%	1%

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de una variación en la tasa de descuento y el aumento de salarios en el monto de la obligación.

- (i) Si la tasa de descuento aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos disminuiría en 1,321 (aumento en 1,539) al 31 de diciembre de 2024.
- (ii) Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 7 (disminución en 5) al 31 de diciembre de 2024.
- (iii) Si la tasa de descuento aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos disminuiría en 888 (aumento en 1,034) al 31 de diciembre de 2023.
- (iv) Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos disminuiría en 9 (aumento en 9) al 31 de diciembre de 2023.

El análisis de sensibilidad detallado se ha determinado en base a los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada año de reporte, en función de un cambio en un supuesto manteniendo constantes los restantes. En la práctica, es poco probable que esto ocurra, y los cambios en algunos de los supuestos pueden estar correlacionados. Por lo tanto, el análisis presentado puede no ser representativo del cambio real en la obligación de beneficio definido.

Además, al presentar el análisis de sensibilidad anterior, el valor presente de la obligación por beneficios definidos se ha calculado utilizando el método de crédito unitario proyectado al final de cada año de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

Los métodos y tipos de supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no cambiaron en comparación con el año anterior.

Nota 24. Salarios y contribuciones sociales

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023	
Corrientes			
Provisión por bonos e incentivos	23,450	12,657	
Salarios y contribuciones sociales	9,206	4,898	
Total salarios y contribuciones sociales corrientes	32,656	17,555	
Nota 25. Otros impuestos y regalías	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023	
Corrientes			
Regalías y otros	26,008	33,862	
Retenciones de impuestos	12,497	1,603	
Impuesto sobre los bienes personales, responsable sustituto	8,132	912	
Otros	1,078	172	
Total otros impuestos y regalías corrientes	47,715	36,549	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 26. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023	
Corrientes			
Cuentas por pagar:			
Proveedores	435,768	197,019	
Anticipos de clientes	37,651	7,677	
Total cuentas por pagar corrientes	473,419	204,696	
Otras cuentas por pagar:			
Saldos con terceros (1)	13,200	-	
Canon extraordinario del Plan Gas IV	415	162	
Saldos con socios de operaciones conjuntas	152	197	
Total otras cuentas por pagar corrientes	13,767	359	
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	487,186	205,055	

⁽¹⁾ De acuerdo a lo mencionado en la Nota 28.5, la Compañía posee un pasivo por 13,200, relacionado con la extensión de las Concesiones. Tal como se detalla en la Nota 3.2.7 Aconcagua, asume todas las obligaciones y compromisos derivados de las Concesiones involucradas hasta la finalización del Período Operativo; sin embargo, la Compañía aún posee el 100% de la titularidad de las mismas.

Excepto por lo mencionado anteriormente, debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes, su importe en libros se considera que es el mismo que su valor razonable. El importe en libros de las cuentas por pagar no corrientes no difiere significativamente de su valor razonable.

Nota 27. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 proporciona información sobre la estructura de la Compañía.

(i) Transacciones con partes relacionadas

Compensaciones del personal directivo

A continuación, se detallan los montos reconocidos en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados, relacionados con el personal directivo de la Compañía:

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Pagos basados en acciones	28,776	18,618
Beneficios de corto plazo	20,861	13,959
Total compensaciones del personal directivo	49,637	32,577

(ii) Saldos con partes relacionadas

En relación al acuerdo mencionado en la Nota 1.2.3.2, al 31 de diciembre de 2024, la Compañía ha otorgado un anticipo a favor de VMOS S.A. de 4,741, registrado en el rubro "Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar" bajo el nombre de "Saldos con partes relacionadas" (Nota 17).

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, excepto por lo mencionado anteriormente, la Compañía no posee otros saldos o transacciones con partes relacionadas a ser reveladas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 28. Compromisos y contingencias

28.1 Proyecto Duplicar Plus - Oldelval

El 21 de diciembre de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, fue adjudicada con una capacidad de transporte de crudo de 5,010 metros cúbicos por día ("m3/día"); en el marco del proyecto de ampliación de la traza existente desde Allen hasta Puerto Rosales llevado a cabo por Oldelval (concesionaria de transporte del ducto), por un total de 50,000 m3/día. En este marco, la Compañía se comprometió, inicialmente, a realizar un adelanto de inversión de 118,000 entre los años 2023 y 2025; el cual podrá ser incrementado según necesidades del proyecto y se recuperará de la tarifa mensual del servicio.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía ha efectuado erogaciones vinculadas con este compromiso por un total de 121,813 y 34,660, respectivamente, registradas en el rubro "Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar" bajo el nombre de "Pagos anticipados de servicios de transporte" (Nota 17).

28.2 Proyecto ampliación de la terminal marítima y estación de bombeo Puerto Rosales

El 27 de enero de 2023, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, fue adjudicada con una capacidad de almacenaje y despacho de 35,666 m3 y 5,944 m3/día, respectivamente; en el marco del proyecto de ampliación de la terminal marítima y estación de bombeo Puerto Rosales en el cual Oiltanking licitó 300,000 m3 y 50,000 m3/día de capacidad de almacenaje y despacho, respectivamente.

En este marco, la Compañía se comprometió a realizar un adelanto de inversión de 28,400 entre los años 2023 y 2025, el cual luego se recuperará de la tarifa mensual del servicio a partir de 2026.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía ha efectuado erogaciones vinculadas con este compromiso por 19,677, registradas en el rubro "Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar" bajo el nombre de "Pagos anticipados de servicios de transporte" (Nota 17).

28.3 Acuerdo por Oleoducto "Vaca Muerta Norte"

El 16 de mayo de 2023, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, celebró un acuerdo con YPF, Equinor Argentina B.V. Sucursal Argentina ("Equinor") y Shell Argentina S.A. ("Shell") (conjuntamente, las "Partes"), mediante el cual YPF, en carácter de titular de la concesión de transporte de hidrocarburos sobre el Oleoducto Vaca Muerta Norte ("VMN") cede a favor de las demás partes una participación indivisa de los derechos y obligaciones sobre la Concesión de Transporte del: (i) 3.5% a favor de Equinor; (ii) 13.3% a favor de Shell; y (iii) 8% a favor de Vista Argentina (la "Cesión").

Dicha concesión, está ubicada en la Provincia del Neuquén, y se extiende desde el Área "La Amarga Chica" hasta el Área "Puesto Hernández". La misma será utilizada para transportar producción de todas las áreas hidrocarburíferas en las que las Partes tengan actualmente participación o la tuvieran en el futuro, que se conecten a VMN.

Asimismo, las Partes celebraron: (i) un acuerdo de mandato por el cual Equinor, Shell y Vista Argentina facultaron a YPF para llevar a cabo todos los actos y tareas necesarias para la construcción de VMN, estableciendo los costos y gastos necesarios que aportará cada concesionario en proporción a su participación; y (ii) un acuerdo para la construcción conjunta de VMN, que establece los términos y condiciones en que se desarrollarán las actividades de operación, mantenimiento, y uso del mismo.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, VMN se encuentra operativo y la mencionada Cesión está pendiente de aprobación por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén.

28.4 Asociación de Superficiarios de la Patagonia ("ASSUPA")

El 1 de julio de 2004, Vista Argentina fue notificada sobre la demanda efectuada por ASSUPA, quien demandó a 18 compañías que operan concesiones de explotación y permisos de exploración en la Cuenca neuquina.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

ASSUPA reclama la remediación del daño ambiental general supuestamente causado en la ejecución de actividades propias de la explotación de hidrocarburos, además del establecimiento de un fondo de restauración del medioambiente, y de la implementación de medidas para prevenir daños ambientales en el futuro. El demandante solicitó la convocatoria del gobierno argentino, el Consejo Federal de Medio Ambiente, las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro y Mendoza y el Defensor del Pueblo de la Nación; y pidió, como medida cautelar, que los acusados se abstengan de llevar a cabo actividades que afecten el medio ambiente. Tanto la citación del Defensor del Pueblo como el requerimiento preliminar solicitado fueron rechazados por la Corte Suprema de Justicia de Argentina ("CSJN"). Vista Argentina por su parte ha respondido a la demanda solicitando su rechazo, y oponiéndose a la petición del demandante.

El 30 de diciembre de 2014, la CSJN emitió dos sentencias interlocutorias. La relacionada con la Compañía apoyó el reclamo de las Provincias del Neuquén y La Pampa, y declaró que todos los daños ambientales relacionados con situaciones locales y provinciales estaban fuera del alcance de su jurisdicción original, y que sólo "situaciones interjurisdiccionales" (como la cuenca del Río Colorado) caería bajo su jurisdicción. La CSJN también rechazó las medidas cautelares y otros procedimientos relacionados con dicha solicitud. Vista Argentina, considerando la opinión del asesor legal, concluyó que no es probable que se requiera una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar esta obligación.

A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, previo a la apertura del período de prueba del expediente, las partes se encuentran contestando los traslados respecto a las excepciones previas y oposiciones a las pruebas interpuestas, hallándose pendiente la resolución de éstas.

28.5 Prórroga de las concesiones de explotación convencionales (no operadas) y sus concesiones de transporte asociadas

Con fecha 6 de diciembre de 2024, mediante Decreto No. 491/2024, la Provincia de Rio Negro aprobó en favor de Vista Argentina, la extensión de las siguientes concesiones de explotación convencionales (no operadas), por el término de 10 años: (i) Entre Lomas y 25 de Mayo - Medanito S.E., con sus concesiones de transporte asociadas con vencimiento el año 2036; y (ii) Jagüel de los Machos con vencimiento el año 2035.

En el marco de la prórroga de las mencionadas concesiones, Vista Argentina se comprometió con la Provincia de Rio Negro al pago de: (i) un bono de prórroga por 22,000; y (ii) un aporte para el desarrollo y fortalecimiento institucional por 4,400.

Según los términos del acuerdo firmado con Aconcagua por la cesión de los activos convencionales (Nota 3.2.7), la Compañía mantiene la titularidad de las concesiones y pagará a la Provincia los compromisos mencionados; sin embargo, Aconcagua como operador de estas, será responsable de reintegrar a Vista los pagos efectuados por dichos conceptos.

Al 31 de diciembre de 2024, se realizó un pagó total de 13,200, correspondiente al 50% de los compromisos asumidos, quedando el saldo remanente registrado dentro del rubro "Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar" dentro de la línea "Saldos con terceros" (Nota 26). Asimismo, el crédito con Aconcagua por el mismo concepto se encuentra registrado en el rubro "Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar" dentro de la línea "Cuentas por cobrar de terceros" (Nota 17).

Nota 29. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

29.1 Consideraciones generales

Las áreas hidrocarburíferas son operadas mediante el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación por parte del gobierno nacional o provincial sobre la base de la libre disponibilidad de los hidrocarburos que se producen.

29.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la Compañía, a través de sus subsidiarias, es titular y forma parte de las siguientes operaciones conjuntas y consorcios para la exploración y producción de petróleo y gas:

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

29.2.1 Área Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este

Con fecha 21 de diciembre de 2018, mediante Decreto No. 2,357/18, la Provincia del Neuquén aprobó la división y reconversión de la concesión de explotación sobre el área Bajada del Palo, en dos Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos ("CENCH"), denominadas Bajada del Palo Este y Bajada del Palo Oeste por un plazo de 35 años, incluyendo el pago de regalías del 12% por la nueva producción de las formaciones no convencionales. Este Decreto reemplaza la concesión de explotación convencional originalmente otorgada, y determina el plazo de vigencia de las concesiones hasta el 21 de diciembre de 2053.

En el marco del otorgamiento de dichas concesiones de explotación no convencionales, Vista Argentina pagó a la Provincia del Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de explotación por un total de 1,168, (ii) bono de infraestructura por un total de aproximadamente 2,796; y (iii) un monto de 3,935 en términos de Responsabilidad Social Corporativa. Asimismo, Vista Argentina pagó 1,102 en concepto de impuesto de sellos y se comprometió con un importante plan para el desarrollo y exploración de reservas en el área.

La Compañía suscribió los siguientes acuerdos con Trafigura sobre el área Bajada del Palo Oeste, manteniendo la operación y el 100% de titularidad en la CENCH:

29.2.1.1 Acuerdo de farmout I

Con fecha 28 de junio de 2021, Vista Argentina suscribió un Acuerdo de *farmout* con Trafigura ("Acuerdo de *farmout* I") para el desarrollo de, inicialmente, 5 pads de 4 pozos cada uno en Bajada del Palo Oeste. Adicionalmente, Trafigura ejerció la opción de participar en hasta 2 pads adicionales. A la fecha de estos estados financieros consolidados, la totalidad de los pads se encuentran en producción.

Dicho acuerdo otorgó a Trafigura derechos contractuales del 20% de la producción de hidrocarburos proveniente de esos pads, así como las obligaciones asociadas al fondeo del 20% de los costos de inversión, incluyendo el pago de regalías e impuestos directos, así como todos los demás costos operativos y de midstream.

Como parte del Acuerdo de *farmout* I Trafigura pagó a Vista Argentina 25,000 tal como se detalla a continuación: (i) un monto inicial de 5,000; y (ii) 4 pagos de 5,000 por cada pad, los cuales se abonaron al comenzar la producción de hidrocarburos de cada uno de los pads incluidos en el Acuerdo de *farmout* I.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, VISTA y Trafigura, firmaron un acuerdo mediante el cual a partir del 1 de enero de 2025, la Compañía tendrá los derechos sobre el 100% de la producción de los pads vinculados con el mismo (Nota 1.2.2).

29.2.1.2 Acuerdo de farmout II

Con fecha 11 de octubre de 2022, Vista Argentina suscribió el acuerdo de *farmout* II con Trafigura ("Acuerdo de *farmout* II"), para el desarrollo de 3 pads en el área Bajada del Palo Oeste. Este acuerdo otorgó a Trafigura derechos contractuales del 25% de la producción de hidrocarburos proveniente de esos pads, así como las obligaciones asociadas al fondeo del 25% de los costos de inversión, incluyendo el pago de regalías e impuestos directos, así como todos los demás costos operativos y de midstream. A la fecha de estos estados financieros consolidados, la totalidad de los pads se encuentran en producción.

Como parte del Acuerdo de *farmout* II Trafigura pagó a Vista Argentina 20,400 tal como se detalla a continuación: (i) 3 pagos de 6,800 por cada pad, los cuales se abonaron al comenzar la producción de hidrocarburos de cada uno de los pads incluidos en el Acuerdo de *farmout* II.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, VISTA y Trafigura, firmaron un acuerdo mediante el cual a partir del 1 de enero de 2025, la Compañía tendrá los derechos sobre el 100% de la producción de los pads vinculados con el mismo (Nota 1.2.2).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

29.2.2 Coirón Amargo Norte

Originalmente, la Unión Transitoria ("UT") Coirón Amargo era titular de un área ubicada en la Provincia del Neuquén compuesta por una concesión de explotación ("Coirón Amargo Norte") y un lote de evaluación ("Coirón Amargo Sur"), con vencimiento 2036 y 2017, respectivamente.

El 11 de julio de 2016, los socios de la UT Coirón Amargo firmaron acuerdos de cesiones de sus participaciones, por medio de los cuales el área se dividió en 3 lotes independientes: Coirón Amargo Norte ("CAN"), Coirón Amargo Suroeste ("CASO"), el cual fue cedido a Shell el 1 de abril de 2021) y Coirón Amargo Sur Este ("CASE").

CAN quedó integrada por APCO Oil & Gas S.A.U. ("APCO SAU" actualmente Vista Argentina), Madalena Energy Argentina S.R.L. ("Madalena") y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("G&P"), con un porcentaje de participación del 55%, 35% y el 10% respectivamente. Vista Argentina es el operador desde esa fecha y la concesión vence en 2036.

Según acta de comité operativo de 28 de diciembre de 2017 se establece la implementación del "Carry petrolero", por lo que se acuerda que las contribuciones efectuadas y a ser efectuadas, se reconocerán como mayor activo y/o gasto, según corresponda, en términos de los montos realmente desembolsados por ellos, independientemente de los porcentajes de participación contractual.

Desde dicha fecha y hasta junio de 2020, Vista Argentina procedió a reconocer su participación en esta operación conjunta al 61.11%, la cual se compone de su participación contractual del 55% más la parte incremental por el acuerdo de *Carry petrolero* con G&P de 6.11%.

El 7 de julio de 2020, como consecuencia del incumplimiento en los pagos por parte del socio Madalena y de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta Coirón Amargo Norte ("Acuerdo de OC"), Vista Argentina en conjunto con su socio G&P procedió a excluir a Madalena del Acuerdo de OC a través de la suscripción de la Adenda VIII al Contrato de UT que tiene por objeto la exploración y explotación de CAN.

Mediante Resolución No. 71/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales se aprobó la Adenda VIII al Contrato de UT y mediante Decreto No. 1,292/2020 de fecha 6 de noviembre de 2020 se ratificó dicha aprobación de forma retroactiva. En consecuencia, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina, incrementó su participación en el Acuerdo de OC mencionado de 55% a 84.62% sin contraprestación transferida.

A partir de dicha fecha, y manteniendo el esquema de *Carry petrolero* mencionado, la Compañía reconoce dentro de sus estados financieros consolidados su participación en esta operación conjunta al 100%.

29.2.3 Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, Vista Argentina firmó un contrato de cesión de derechos (el "Acuerdo de Swap Águila Mora") mediante el cual:

- (i) Vista Argentina cedió a O&G Development Ltd S.A (actualmente "Shell"") una participación no operada del 35% en la propiedad de petróleo y gas de CASO;
- (ii) O&G cedió a Vista Argentina una participación operada del 90% en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora, más una contribución de hasta 10,000 para el reacondicionamiento de infraestructura de agua existente para el beneficio de las operaciones de Shell y Vista Argentina.

El Acuerdo de Swap Águila Mora obtuvo las aprobaciones del gobierno de la Provincia del Neuquén el 22 de noviembre de 2018. Por lo tanto, a partir de esa fecha, la Compañía adquirió una participación del 90% en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora, convirtiéndose en el operador de la misma.

Mediante el Decreto No. 2,597/19, la Provincia del Neuquén extendió la concesión de explotación no convencional sobre el área Águila Mora por un plazo de 35 años, con vencimiento el 29 de noviembre de 2054.

Vista Argentina mantiene por dicha área un acuerdo de "Carry Petrolero" por la participación de G&P, incluyendo en sus estados financieros consolidados su participación en esta operación conjunta por el 100%.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

29.2.4 Acambuco

La Compañía tiene una participación del 1.5% en la concesión de explotación denominada Acambuco, ubicada en la cuenca Noroeste, Provincia de Salta. El operador de la concesión de explotación es Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), que posee una participación del 52%. Los restantes socios son: YPF, Shell, y Northwest Argentina Corporation con una participación del 22.5%, 22.5% y 1.5%, respectivamente.

La concesión de explotación Acambuco incluye los siguientes lotes de explotación:

- (i) San Pedrito, cuya comercialidad fue declarada el 14 de febrero de 2001 y su vencimiento opera en 2036; y
- (ii) Macueta, cuya comercialidad fue declarada el 16 de febrero de 2005 y su vencimiento opera en 2040.

29.2.5 Aguada Federal y Bandurria Norte

El 16 de septiembre de 2021, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Holding I, adquirió el 100% del capital social de AFBN; quien era titular del 50% de la participación no operada en las concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos denominadas Aguada Federal y Bandurria Norte, otorgada por la Provincia del Neuquén; las cuales expiran en 2050. Las concesiones eran operadas por Wintershall, propietaria del 50% restante.

Bajo los términos del acuerdo, Vista no realizó pagos pero asumió un carry relacionado con el 50% del total de inversiones para el desarrollo de las áreas adquiridas, que correspondían a la participación de Winterhsall. Esta compra fue reconocida como una adquisición de activos, en línea con la política contable incluida en la Nota 3.1.3.

El 17 de enero de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, adquirió el restante 50% de participación operada en las concesiones de Aguada Federal y Bandurria Norte a Wintershall; convirtiéndose de esta forma en el operador de las áreas con el 100% de participación.

Como parte de este segundo acuerdo la Compañía pagó un total de 140,000, de los cuales 90,000 se pagaron a la fecha de la transacción, y los restantes 50,000 en 8 cuotas trimestrales iguales a partir de abril de 2022. Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, Vista pagó 25,000.

Como resultado de esta transacción Vista reconoció un alta de 68,743 en "Propiedad, planta y equipos".

Con fecha 14 de septiembre de 2022, la Provincia del Neuquén emitió los Decretos No. 1,851/22 y 1,852/22 por los cuales se aprobaron las cesiones de los activos mencionados, por parte de Wintershall a Vista Argentina.

A la fecha de estos estados financieros consolidados, los directores decidieron efectuar la fusión por absorción de AFBN con Vista Argentina; quien pasará a ser titular del 100% de las áreas antes mencionadas. Dicha fusión será efectiva a partir del 1 de enero de 2025 (Nota 2.3.1).

29.3 Información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas operadas y no operadas

A continuación, se presenta información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas operadas y no operadas, donde participa la Compañía; cuyos activos, pasivos, ingresos y gastos no se consolidan al 100% en los estados financieros consolidados de la misma.

La siguiente información resumida corresponde a los montos preparados de acuerdo con las NIIF en sus respectivas participaciones:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023	
Activos	·		
Activos no corrientes	290,683	344,411	
Activos corrientes	402	878	
Pasivos			
Pasivos no corrientes	2,428	1,801	
Pasivos corrientes	6,483	11,860	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

121 1

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2024	diciembre de 2023
Costos de operación	(2,081)	(1,687)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(62,751)	(78,860)
Gastos generales y administración	(227)	(846)
Deterioro de activos de larga duración	-	(1,679)
Resultados financieros, netos	(118)	1,561
Resultado total del año	(65,177)	(81,511)

29.4 Compromisos de inversión

Al 31 de diciembre 2024, los principales compromisos pendientes de ejecutar que posee la Compañía son los siguientes:

A- Argentina

- (i) en el área Entre Lomas (Provincia de Río Negro) perforar y completar 4 pozos de desarrollo por un costo estimado de 10,520; intervenir 21 pozos con workovers y abandonar 2 pozos por un costo estimado de 7,000; adecuación de instalaciones existentes y nuevas por un costo estimado de 3,117; y
- (ii) en las áreas 25 de Mayo Medanito S.E. y Jagüel de los Machos (Provincia de Río Negro) perforar y completar 5 pozos de desarrollo por un costo estimado de 7,685; intervenir 23 pozos con workovers y abandonar 19 pozos por un costo estimado de 9,951; adecuación de instalaciones existentes y nuevas por un costo estimado de 1,432.

Los compromisos arriba mencionados, están sujetos al acuerdo de cesión de activos convencionales mencionado en la Nota 3.2.7, el cual establece que los compromisos de inversión serán asumidos en su totalidad por Aconcagua, como operador de las áreas, así como lo correspondiente a la extensión de las concesiones mencionado en la Nota 28.5.

B- México

No posee compromisos a la fecha de los presentados estados financieros consolidados.

Nota 30. Normativa Fiscal

A- General

30.1 Reforma tributaria internacional, modelo del pilar dos (el "Modelo")

El 23 de mayo de 2023, el IASB publicó enmiendas a la NIC 12, con el fin de aplicar las reglas del Modelo publicadas por la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico ("OECD" por sus siglas en inglés), el cual establece que las empresas multinacionales con ingresos anuales consolidados superiores a 750 millones de euros, deberán pagar un impuesto mínimo global del 15%.

Las enmiendas del IASB incluyen, principalmente:

- (i) una excepción temporal obligatoria a la contabilización de los impuestos sobre la renta diferidos derivados de la aplicación jurisdiccional de las normas modelo del pilar dos y;
- (ii) requisitos de revelación de información para las entidades afectadas, con el fin de ayudar a los usuarios de la información financiera a comprender mejor la exposición de una entidad a los ingresos del modelo del pilar dos, en particular antes de su fecha de entrada en vigencia.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, las principales jurisdicciones donde opera la Compañía, Argentina y México, no han emitido las regulaciones requeridas sobre este Modelo. Sin embargo, el Grupo opera en otras jurisdicciones donde ya se han promulgado reglas relativas al Modelo, y se encuentran vigentes para el ejercicio fiscal iniciado a partir del 1 de enero de 2024.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Consecuentemente, el Grupo realizó una evaluación de la posible exposición al impuesto sobre la renta del Modelo con base en los informes en cada país y a la información financiera de las subsidiarias; y ha concluido que no corresponde reconocer impacto en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024.

El Grupo se mantiene atento a la evolución legislativa del Modelo, y a las reglamentaciones de los distintos países, con el fin de evaluar el posible impacto que éstas tendrán sobre los resultados, la situación financiera y los flujos de efectivo consolidados.

B- Argentina

30.2 Impuesto sobre la renta

Generales

Según lo establecido por la Ley No. 27,630, emitida en 2021, la tasa aplicable del impuesto sobre la renta en Argentina es del 35%.

El 20 de julio de 2023, la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP" - actualmente denominado Agencia de Recaudación y Control Aduanero "ARCA", en adelante AFIP o ARCA según corresponda) dictó la Resolución General No. 5,391/2023 que establece un pago único a cuenta del impuesto sobre la renta corriente para aquellos contribuyentes cuyo resultado impositivo al 31 de diciembre de 2022, antes de computar quebrantos de ejercicios anteriores, haya sido igual o superior a ARS 600,000,000, y que no hayan determinado impuesto por el mismo período; el pago único a cuenta ascendía al 15% de dicho resultado impositivo. Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía, realizó un pago por un total de 979, a través de su subsidiaria AFBN S.R.L.

El 4 de diciembre de 2023, la AFIP dictó la Resolución General No. 5,453/2023 que establece un pago único a cuenta del impuesto sobre la renta corriente, aplicable a aquellos contribuyentes que desarrollan la actividad de extracción de hidrocarburos, fabricación de productos de refinación de petróleo y generación de energía térmica; y cuyo resultado impositivo al 31 de diciembre de 2022, antes de computar quebrantos de años anteriores, haya sido igual o superior a ARS 600,000,000. El pago único a cuenta fue del 15% sobre dicho resultado impositivo.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, efectuó pagos por 2,974 y 3,031, respectivamente.

Dividendos

La Ley No. 27,541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" promulgada por el PEN mediante el Decreto No. 58/2019, suspendió el incremento de la tasa fijada por la Ley 27,430, manteniendo una tasa de retención del 7% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, encontrándose actualmente vigente.

Ajuste por inflación impositivo

La Ley No. 27,468, emitida en el año 2018 había dispuesto para los 3 primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2019, que el ajuste por inflación (positivo o negativo) debía distribuirse 1 tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los 2 tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes.

No obstante, la Ley No. 27,541 emitida en el año 2019, modificó la mencionada distribución y estableció que el ajuste por inflación (positivo o negativo) correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1 de enero de 2019, debería imputarse 1 sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los 5 sextos restantes, en partes iguales, en los 5 períodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021 se deberá imputar el 100% del ajuste en el año en el cual el efecto se determina.

El 1 de diciembre de 2022, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley No. 27,701, la cual dispuso la opción de diferir el ajuste por inflación impositivo para los 2 primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2022, inclusive. De esta forma, el mencionado ajuste por inflación podía distribuirse 1 tercio en el ejercicio fiscal en el que se determine, y los 2 tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Esta opción es sólo de aplicación para aquellas Compañías que generen inversiones en Propiedad, planta y equipos por un monto igual o superior a ARS 30,000,000 durante cada uno de los dos periodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio. El incumplimiento de este requisito determinará el decaimiento del beneficio.

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina aplicó la opción mencionada anteriormente.

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, y a pesar de la disparidad en la evolución del IPC y del tipo de cambio en el transcurso de dicho período (Nota 18.6.1.1), el Estado Argentino no estableció un mecanismo de diferimiento del ajuste por inflación impositivo, generando un aumento en la base del impuesto sobre la renta.

30.3 Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria ("Impuesto PAIS")

La Ley No. 27,541 emitida en el año 2019, establece, un impuesto que grava con una tasa del 30% las operaciones vinculadas con la adquisición de moneda extranjera, el cual será aplicable por el término de 5 períodos fiscales. Este no reviste el carácter de pago a cuenta de ningún impuesto; y alcanza las siguientes operaciones: (i) compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento; (ii) cambio de divisas con destino al pago de adquisiciones de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior cualquiera sea el medio de pago con que sean canceladas; (iii) adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; o bien (iv) adquisición de servicios de transporte de pasajeros con destino fuera del país.

El 24 de julio de 2023, por medio del Decreto No. 377/2023, el PEN dispuso la ampliación del Impuesto PAIS para la adquisición de divisas para el pago de importaciones de bienes y servicios, estableciendo una alícuota del 7.5% para la importación de bienes y fletes y de un 25% para la importación de servicios. El Decreto mencionado excluye del impuesto a las importaciones de bienes vinculados a la generación de energía.

El 13 de diciembre de 2023 a través del Decreto No. 29/2023, el PEN elevó las alícuotas del Impuesto PAIS aplicables a la adquisición de divisas para el pago de importación de bienes y fletes al 17.50%.

El 2 de septiembre de 2024 mediante Decreto No. 777/2024, el PEN redujo la alícuota del Impuesto PAIS aplicable a la adquisición de divisas para el pago de importación de bienes y fletes al 7.50%.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el Impuesto PAIS ya no se encuentra vigente, dado que el 22 de diciembre de 2024 finalizó la vigencia del mismo de acuerdo con lo establecido por la Ley No. 27,541.

C- México

30.4 Impuesto sobre la renta

El 31 de octubre de 2019 el gobierno mexicano aprobó la reforma fiscal, que entre otros puntos establece:

- (i) Una limitación en la deducción de los intereses netos del ejercicio, equivalente al monto que resulte de multiplicar la utilidad fiscal ajustada del contribuyente por el 30%. Existe una excepción con un límite de 20 millones de pesos mexicanos para intereses deducibles a nivel de grupo en México.
- (ii) La modificación del Código Fiscal de la Federación ("CFF"), incorporando nuevas circunstancias para atribuir responsabilidad solidaria a socios, accionistas, directores, gerentes o cualquier otro responsable de la administración del negocio.
- (iii) La obligación de revelar "esquemas reportables" por parte de los asesores fiscales o bien los contribuyentes. Dichos esquemas se definen como aquellos que generen o puedan generar la obtención de un beneficio fiscal; e incluyen, entre otros: reestructuraciones; transmisión de pérdidas fiscales; transferencia de activos depreciados que también pueden ser depreciados por el adquirente; el uso de pérdidas fiscales que están a punto de prescribir; o abuso en la aplicación de tratados fiscales con residentes extranjeros.
- (iv) La consideración de la evasión fiscal como crimen organizado con las sanciones penales correspondientes.

La mencionada reforma es efectiva para los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Gerencia de la Compañía ha evaluado los impactos de dicha reforma sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y concluyó que no existen impactos significativos.

Nota 31. Pagos basados en acciones

El 22 de marzo de 2018, los Accionistas de la Compañía autorizaron la implementación del LTIP para retener a los empleados claves, otorgándole a la Junta Directiva la autoridad para administrar el plan, gestionado a través de un Fideicomiso Administrativo. En consecuencia, se resolvió reservar 8,750,000 acciones Serie A para ser utilizadas en el plan; con fecha de entrada en vigencia el 4 de abril de 2018.

El mencionado plan tiene los siguientes beneficios pagados a ciertos ejecutivos y empleados que se consideran pagos basados en acciones:

31.1 Opción de compra de acciones

La opción de compra de acciones otorga al participante el derecho a adquirir una cantidad de acciones durante un cierto período de tiempo. Las mismas se otorgan de la siguiente manera: (i) 33% el primer año; (ii) 33% el segundo año; y (iii) 34% el tercer año con respecto a la fecha de otorgamiento. Una vez otorgadas, las opciones sobre acciones se pueden ejercer hasta 5 o 10 años, según el caso, a partir de la fecha en que se conceden. El plan establece que el valor de las opciones que se otorgarán se determinará utilizando el Modelo de Black & Sholes.

La siguiente tabla muestra el número de opciones de compra otorgadas, canceladas y el precio promedio ponderado de ejercicio ("WAEP", por sus siglas en inglés) del año:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024		Por el año finalizado el 31 diciembre de 2023	
	Número de opciones de compra	WAEP	Número de opciones de compra	WAEP
Al inicio del año	9,865,245	5.98	10,540,228	5.15
Otorgadas durante el año	394,201	29.71	513,379	17.83
Canceladas durante el año (1)	(20,029)	6.21	(1,188,362)	3.68
Al cierre del año	10,239,417	6.89	9,865,245	5.98

⁽¹⁾ Corresponde a las opciones de compra anuladas o canceladas en el año, lo que no tiene relación con las opciones ejercidas.

El plan establece que el valor de las opciones que se otorgarán se determinará utilizando el Modelo de Black & Sholes. La siguiente tabla enumera las entradas a los modelos utilizados para el plan por el año:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Rentabilidad por dividendo (%)	0.0%	0.0%
Volatilidad esperada (%)	32.1%	31.4%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	4.1%	3.9%
Vida remanente de las opciones sobre acciones (años)	10	10
Precio Promedio Ponderado de las acciones (USD)	29.71	17.83
Modelo utilizado	Black & Scholes	Black & Scholes

La vida remanente de las opciones sobre acciones se basa en datos históricos y expectativas actuales y no es necesariamente indicativo de los patrones de ejercicio que pueden ocurrir. La volatilidad esperada refleja el supuesto de que la volatilidad histórica en un período similar a la vida de las opciones es indicativa de tendencias futuras, que pueden no ser necesariamente el resultado real.

El valor razonable promedio ponderado de las opciones otorgadas durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 15.07 y 8.99, respectivamente.

De acuerdo con la NIIF 2, los planes de compra de acciones se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, el gasto por pagos basados en acciones registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con el plan de opción de compra, ascendió a 5,316 y 4,553, respectivamente.

31.2 Acciones restringidas

Las acciones restringidas se entregan a los participantes del plan de forma gratuita o con un valor mínimo, una vez que se cumplen las condiciones, y según el siguiente detalle: (i) 33% el primer año, (ii) 33% el segundo año y (iii) 34% el tercer año con respecto a la fecha de otorgamiento.

La siguiente tabla muestra el número de acciones restringidas otorgadas, canceladas y el WAEP del año:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024		Por el año finalizado el 31 diciembre de 2023	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	6,633,364	6.18	6,669,790	4.89
Otorgadas durante el año	267,033	32.17	519,025	17.83
Canceladas durante el año (1)	(704,741)	5.96	(555,451)	2.13
Al cierre del año	6,195,656	7.33	6,633,364	6.18

⁽¹⁾ Corresponde a las acciones restringidas anuladas o canceladas en el año, lo que no tiene relación con las acciones vesteadas.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, el gasto por pagos basados en acciones registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con el plan de acciones restringidas, ascendió a 8,822 y 8,839, respectivamente.

De acuerdo con la NIIF 2, las acciones restringidas se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento. Esta valoración es el resultado de multiplicar el número total de acciones restringidas que se depositarán en el Fideicomiso Administrativo y el precio por acción en la fecha de otorgamiento.

31.3 Acciones restringidas de rendimiento

Las acciones restringidas de rendimiento se entregan a los participantes del plan de forma gratuita o con un valor mínimo, una vez que se cumplen las condiciones estipuladas en el plan. Es decir, dichas acciones se otorgan, según el rendimiento de distintas variables de la Compañía y transcurridos 3 años desde la fecha de otorgamiento.

La siguiente tabla muestra el número de acciones restringidas de rendimiento otorgadas y el WAEP del año:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024		Por el año finalizad diciembre de 2	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	5,123,346	10.03	3,705,757	7.05
Otorgadas durante el año	422,941	30.00	1,417,589	17.83
Canceladas durante el año (1)	(21,277)	7.05	-	-
Al cierre del año	5,525,010	11.57	5,123,346	10.03

⁽¹⁾ Corresponde a las acciones restringidas de rendimiento anuladas o canceladas en el año, lo que no tiene relación con las acciones vesteadas.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, el gasto por pagos basados en acciones registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con las acciones restringidas de rendimiento, ascendió a 20,785 y 9,741, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

De acuerdo con la NIIF 2, las acciones restringidas de rendimiento se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento. Esta valoración es el resultado de multiplicar el número total de acciones restringidas de rendimiento que se depositarán en el Fideicomiso Administrativo y el precio por acción en la fecha de otorgamiento.

Nota 32. Información complementaria sobre las actividades de petróleo crudo y gas natural (no auditada)

La siguiente información sobre las actividades de petróleo crudo y gas natural se ha preparado de acuerdo con la metodología prescrita por la ASC 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", modificada por ASU 2010 - 03 "Reservas de petróleo y gas, estimaciones y revelaciones", publicada por Financial Accounting Standard Board ("FASB") en enero de 2010 para alinear los requisitos actuales de estimación y divulgación con los requisitos establecidos en las reglas e interpretaciones finales de la Security and Exchange Commission ("SEC"), publicadas el 31 de diciembre de 2008. Esta información incluye las actividades de producción de petróleo crudo y gas natural de la Compañía realizadas en Argentina y México.

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados y los gastos que se incurrieron durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023. La adquisición de propiedades incluye el costo de adquisición de propiedades de petróleo y gas probadas o no probadas. Los costos de exploración incluyen los costos necesarios para retener propiedades no desarrolladas, costos de adquisición sísmica, interpretación de datos sísmicos, modelos geológicos, costos de perforación de pozos de exploración y pruebas de pozos perforados. Los costos de desarrollo incluyen, entre otros, los costos de perforación y equipos para pozos de desarrollo, la construcción de instalaciones para extracción, tratamiento, transporte y almacenamiento de hidrocarburos y todos los costos necesarios para mantener las instalaciones para las reservas desarrolladas existentes.

	Año	finalizado	el 31	de	diciembre
de 2024					

	de 2021	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	-	-
No probadas		<u>-</u>
Total adquisición de propiedades	<u> </u>	-
Exploración	-	-
Desarrollo (1)	(1,055,599)	(2,472)
Total costos incurridos	(1,055,599)	(2,472)

Año finalizado el 31 de diciembre de 2023

	*** = * =	-
	Argentina	México
Adquisición de propiedades	_	
Probadas	-	-
No probadas		<u>-</u>
Total adquisición de propiedades	<u> </u>	_
Exploración	_	_
Desarrollo (1)	(615,481)	(17,283)
Total costos incurridos	(615,481)	(17,283)
(1)		

⁽¹⁾ Incluye el efecto de la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 13).

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Costos capitalizados

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, para propiedades de petróleo crudo y gas natural probadas y no probadas, y la depreciación acumulada:

Año finalizado el 31 de diciembre

	ue 202	<i>,</i> 4
	Argentina	México
Propiedades probadas		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	97,126	928
Propiedad minera y pozos (1)(2)	3,697,835	42,436
Obras en curso	189,261	1,946
Costos brutos capitalizados	3,984,222	45,310
Depreciación acumulada	(1,268,049)	(6,566)
Total costos capitalizados netos	2,716,173	38,744

Año finalizado el 31 de diciembre de 2023

		~
	Argentina	México
Propiedades probadas		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	79,566	928
Propiedad minera y pozos (1) (2)	2,521,781	36,146
Obras en curso	121,808	1,207
Costos brutos capitalizados	2,723,155	38,281
Depreciación acumulada	(842,024)	(4,006)
Total costos capitalizados netos	1,881,131	34,275

⁽¹⁾ Incluye el efecto de la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 13).

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

⁽²⁾ Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, incluye una reversión de deterioro de activos de larga duración de 4,207 en México. Asimismo por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, incluye un deterioro de activos de larga duración de 1,679 en Argentina y 22,906 en México (Nota 3.2.2).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Resultados de operaciones

El desglose de los resultados de las operaciones que se muestran a continuación resume los ingresos y gastos directamente asociados con las actividades de producción de petróleo crudo y gas natural para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023. El impuesto sobre la renta para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023
Ingresos por ventas a clientes	1,647,768	1,168,774
Total ingresos	1,647,768	1,168,774
Costos de producción excluyendo la depreciación		
Costos de operación y otros	(114,806)	(96,743)
Regalías y otros	(243,950)	(176,813)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la		
cesión de activos convencionales	(33,570)	(27,539)
Total costos de producción	(392,326)	(301,095)
Depreciación, agotamiento y amortización	(437,699)	(276,430)
Descuento del pasivo por taponamiento y abandono de pozos	(1,312)	(2,387)
(Reversión) deterioro de activos de larga duración	4,207	(24,585)
Resultado de operación antes de impuesto	820,638	564,277
Impuesto sobre la renta	(246,191)	(169,283)
Resultado de las operaciones de petróleo crudo y gas natural	574,447	394,994

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Reservas estimadas de petróleo crudo y gas natural

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son reservas netas atribuibles a Vista certificadas por DeGolyer and MacNaughton para los activos situados en Argentina y México.

Las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural son aquellas cantidades que, por análisis de geociencias y datos de ingeniería, pueden estimarse con una certeza razonable para que sean económicamente producibles, desde una fecha determinada en adelante, desde reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas existentes, los métodos operativos y las regulaciones gubernamentales, antes del momento en que expiran los contratos que otorgan el derecho a operar, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para la estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que comenzará el proyecto dentro de un tiempo razonable. En algunos casos, se pueden requerir inversiones sustanciales en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para recuperar las reservas probadas.

La Compañía considera que sus estimaciones de los volúmenes de reservas de petróleo crudo y gas natural recuperables probados remanentes son razonables y dichas estimaciones se han preparado de acuerdo con las normas de la SEC y ASC 932, con sus respectivas modificaciones. En consecuencia, los precios del crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron el precio promedio durante el período de 12 meses anteriores a la fecha de finalización del 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente, determinado como un promedio aritmético no ponderado del primer día precio del mes para cada mes dentro de dichos períodos. Además, dado que no hay precios de gas natural en el mercado de referencia disponibles en Argentina, VISTA utilizó los precios promedio de gas natural realizados durante el año para determinar sus reservas de gas natural. Adicionalmente para ciertos volúmenes de gas natural Vista obtendrá un precio incentivo subsidiado por el Gobierno Argentino a través del "Plan Gas IV". Para ciertas áreas se estima un precio promedio ponderado por volumen subsidiado y no subsidiado.

Las certificaciones independientes llevadas a cabo por DeGolyer and MacNaughton al 31 de diciembre de 2024 y 2023, para Argentina y México, cubrieron el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

En todos los casos, se auditaron las estimaciones probadas de reservas de petróleo crudo y gas natural de acuerdo con la Regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de acuerdo con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas del ASC 932 de FASB. Proporcionamos toda la información requerida durante el curso de los procesos de auditoría. En Argentina, las regalías pagaderas a las provincias no se han deducido de las reservas probadas informadas. El gas natural incluye la venta y el consumo del mismo.

Los volúmenes de líquidos de hidrocarburos representan petróleo crudo, condensado, gasolina y GLP que se recuperarán en la separación en el campo y el procesamiento de la planta y se reportan en millones de barriles ("MMBbl"). Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas natural esperadas y el uso de combustible en el campo, y se reportan en miles de millones (10⁹) pies cúbicos estándar ("Bcf" por sus siglas en inglés) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60 ° F. Los volúmenes de gas natural son el resultado de la separación y el procesamiento en el campo, que se reducen por inyección, venteo y encogimiento, e incluyen el volumen de gas natural consumido en el campo para las operaciones de producción. Las reservas de gas natural fueron convertidas a líquido equivalente utilizando el factor de conversión de 5.615 pies cúbicos de gas natural por 1 barril de líquido equivalente.

Las siguientes tablas muestran las reservas probadas netas de petróleo crudo (incluyendo crudo, condensado y GLP) y reservas netas de gas natural al 31 de diciembre de 2024 y 2023 al porcentaje de interés de VISTA en sus respectivas concesiones:

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2024

Argentina	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	107.0	109.0	19.4
Probadas no desarrolladas	208.2	173.2	30.8
Total reservas probadas	315.2	282.2	50.2

México	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	2.1	4.0	0.7
Probadas no desarrolladas	5.3	9.4	1.7
Total reservas probadas	7.4	13.4	2.4

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2023

Argentina	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	71.0	85.5	15.2
Probadas no desarrolladas	191.3	173.3	30.9
Total reservas probadas	262.3	258.8	46.1

México	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	1.8	4.5	0.8
Probadas no desarrolladas	5.5	11.4	2.0
Total reservas probadas	7.3	15.9	2.8

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y GLP.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las siguientes tablas muestran la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2024:

Argentina	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no			
desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2023	262.3	258.8	46.1
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores (2)	1.4	(5.2)	(0.9)
Extensión y descubrimientos (3)	73.5	49.2	8.7
Producción del año (4)	(22.0)	(20.6)	(3.7)
Reservas al 31 de diciembre de 2024 (5)	315.2	282.2	50.2

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y GLP.

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de Gas natural (-5.2 Bcf) está principalmente relacionadas con:

- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) disminución de la actividad en Baja del Palo Este (-3.59 Bcf); (ii) una menor performance y ajuste de la relación Gas natural—Petróleo crudo ("GOR" por sus siglas en inglés) reduciendo en los pozos de Baja del Palo Oeste (-8.49 Bcf); y (iii) el resto por efecto de otros campos (-1.43 Bcf). Los resultados positivos están vinculados con los pozos de Aguada Federal (+0.73 Bcf); Bajada del Palo Este (+2.07 Bcf); Baja del Palo Oeste (+1.91 Bcf); Entre Lomas en la Provincia de Río Negro (+3.42 Bcf); y el resto por combinación de otros campos (+2.57 Bcf).
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) están asociadas con la actualización en Aguada Federal debido a los últimos resultados de los pozos (-0.82 Bcf); y (ii) por efecto de bajas en la actividad de desarrollo Bajada del Palo Este, Bajada del Palo Oeste y campos operados por Aconcagua (-1.5 Bcf).
- (3) La variación en las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas por extensión y descubrimiento de petróleo crudo (+73.5 MMbbl) y gas natural (+49.2 Bcf) están principalmente relacionada con:
- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: el incremento se asocia a: (i) el éxito de la perforación en la formación Vaca Muerta de Aguada Federal de 1 pad (3 pozos) añadiendo (+2.68 MMbbl y +2.25 Bcf); (ii) 2 pads (8 pozos) en Bajada del Palo Este, el cual agrega (+6.80 MMbbl y +3.52 Bcf); y (iii) 4 pads (13 pozos) en Bajada del Palo Oeste suman (+15.98 MMbbl y +14.66 Bcf).

Adicionalmente existe un efecto neutro por conversión de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas generado por (i) éxito de la perforación en la formación Vaca Muerta 5 pads (21 pozos) en Bajada del Palo Oeste que adicionan (+24.99 MMbbl y +23.36 Bcf); (ii) la adición 2 pads (5 pozos) en Bajada del Palo Este incorporando (+5.61 MMbbl y +2.82 Bcf); además de (iii) las recategorizaciones en Bajada del Palo Oeste (acuerdos de *farmout I y II*) añadiendo (+0.32 MMbbl y +0.29 Bcf).

- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas habilitadas por la actividad de perforación ejecutada en la formación Vaca Muerta: (i) Aguada Federal añadiendo (+4.11 MMbbl y +3.48 Bcf), en Bajada del Palo Este suman (+24.29 MMbbl y +12.55 Bcf), y en Bajado del Palo Oeste, sumando (+19.64 MMbbl y +12.72 Bcf).
- (4) Considera la producción atribuible a Vista Argentina.

⁽²⁾ La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo (+1.4 MMbbl) está principalmente relacionada con:

⁽a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) revisión por performance de pozos de Aguada Federal (-0.21 MMbbl); (ii) Águila Mora (-0.47 MMbbl); (iii) Bajada del Palo Este (-0.96 MMbbl); (iv) Bajado del Palo Oeste (-0.60 MMbbl); (v) Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout I y II*) (-0.66 MMbbl) y -0.42 MMbbl), respectivamente; (vi) el resto de las áreas en (-0.24 MMbbl); (vii) los resultados positivos en Bajada del Palo Este (+3.02 MMbbl); Bajada de Palo Oeste (+1.63 MMbbl); y (viii) efecto combinado de otros campos en (+0.59 MMbbl).

⁽b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) cambios en el plan de desarrollo de Baja del Palo Este (-0.11 MMbbl) y (ii) por el mismo efecto combinado en otras áreas (-0.17 MMbbl).

⁽⁵⁾ Las reservas incluidas en esta nota han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, algunos cálculos podrían presentar diferencias no materiales en las sumas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

México	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no			
desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2023	7.3	15.9	2.8
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores (2)	0.3	(2.4)	(0.4)
Producción del año (3)	(0.2)	(0.0)	(0.0)
Reservas al 31 de diciembre de 2024 (4)	7.4	13.4	2.4

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

Las siguientes tablas muestran la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2022 y el 31 de diciembre de 2023:

Argentina	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2022	205.1	238.9	42.5
Incremento (disminución) atribuible a: Revisión de estimaciones anteriores (2)	(8.2)	(27.8)	(4.9)
Extensión y descubrimientos (3)	86.5	65.5	11.7
Compras/ventas de reservas probadas en el lugar (4)	(5.4)	(2.6)	(0.5)
Producción del año (5)	(15.7)	(15.1)	(2.7)
Reservas al 31 de diciembre de 2023 (6)	262.3	258.8	46.1

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y GLP.

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de Gas natural (-27.8 Bcf) está principalmente relacionadas con:

(a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) una menor performance y ajuste de la relación Gas natural—Petróleo crudo ("GOR" por sus siglas en inglés) reduciendo en los pozos de Aguada Federal (-4.3 Bcf); Bajada del Palo Este (-2.62 Bcf); Bajada del Palo Oeste (-4.51 Bcf); Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout II*) (-3.28 Bcf); Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout II*) (-1.44 Bcf); (ii) por cambio de precios tenemos la siguiente variación en (-0.41 Bcf); y (iii) el resto por efecto de otros campos (-1.75 Bcf).

⁽²⁾ La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo (+0.3 MMbbl) y gas natural (-2.4 Bcf) está principalmente relacionada con:

⁽a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) aumento de (+0.53 MMbbl) debido principalmente a un mejor desempeño los pozos V-1051 y V-1052 y de la última campaña de perforación de los pozos V-1001,V-1002, V-1004 y V-1006; compensado parcialmente por (ii) una revisión negativa debido al ajuste de GOR medidos en el bloque resultando en un descuento de (-0.39 Bcf).

⁽b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) (-0.22 MMbbl y -2.05 Bcf) debido al cambio en el plan de desarrollo de PUD por los últimos resultados en la campaña de perforación.

⁽³⁾ Considera la producción atribuible a Vista Holding II.

⁽⁴⁾ Las reservas incluidas en esta nota han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, algunos cálculos podrían presentar diferencias no materiales en las sumas.

⁽²⁾ La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo (-8.2 MMbbl) está principalmente relacionada con:

⁽a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) resultados de las pruebas de pozos de Aguada Federal (-0.54 MMbbl); (ii) Bajada del Palo Este (-0.71 MMbbl); (iii) Bajado del Palo Oeste (-0.43 MMbbl); (iv) Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout II*) (-1.26 MMbbl) especialmente en pozos con objetivo al horizonte orgánico; (v) CAN (-0.31 MMbbl) y la revisión negativa debido a la planta retroactiva de GLP ajustado en Entre Lomas Río Negro (-0.88 MMbbl); (vi) los resultados positivos en Bajada del Palo Este (+0.38 MMbbl); Bajada de Palo Oeste, (+0.33 MMbbl); Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout II*) (+0.77 MMbbl); (vii) efecto combinado de otros campos en (-0.06 MMbbl); y (viii) por efecto al cambio de precios (-0.4 MMbbl).

⁽b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) están asociadas con la actualización en Aguada Federal debido a los últimos resultados de los pozos (-5.82 MMbbl); (ii) el efecto combinado potencial de otros campos y redondeo (+0.73 MMbbl) que incluye la revisión de las reservas asociadas con la prórroga de la vida económica de reservas desarrolladas comprobadas en Bajada del Palo Oeste convencional, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de farmout II) y Bajada del Palo Oeste UTE II (Acuerdo de farmout II).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) están asociadas con la actualización en Aguada Federal debido a los últimos resultados de los pozos (-6.58 Bcf); (ii) el efecto combinado potencial de otros campos y redondeo de (+0.70 Bcf) que incluye la revisión de las reservas asociadas con la prórroga de la vida económica de reservas desarrolladas comprobadas en Bajada del Palo Oeste convencional, Bajada del Oeste, Bajada del Oeste (Acuerdo de *farmout II*) y Bajada del Oeste (Acuerdo de *farmout II*).
- (3) La variación en las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas por extensión y descubrimiento de petróleo crudo (+86.5 MMbbl) y gas natural (+65.5 Bcf) están principalmente relacionada con:
- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: el incremento se asocia a: (i) el éxito de la perforación en la formación Vaca Muerta de Bajada del Oeste de un pad (3 pozos) añadiendo (+3.18 MMbbl y +3.19 Bcf); (ii) un pad (4 pozos) en Bajadas del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout II*), incorporando (+2.7 MMbbl y +2.45 Bcf); (iii) un pad (4 Pozos) en Aguada Federal agrega (+1.16 MMbbl y +1.44 Bcf), otro pad (2 pozos), en Águila Mora, añadiéndole (+1.51 MMbbl y +1.15 Bcf); y (iv) dos pozos en Bajada del Palo Este suman (+3.10 MMbbl y +0.8 Bcf).

Adicionalmente existe un efecto neutro por conversión de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas generado por (i) éxito de la perforación en la formación Vaca Muerta de 2 pads (8 pozos) en Bajada del Palo Oeste que adicionan (+7.84 MMbbl y +7.90 Bcf); (ii) la adición de 2 pads (8 pozos) en el Bajada del Palo oeste (Acuerdo de *farmout II*), incorporando (+6.94 MMbbl y +6.99 Bcf); además de (iii) la perforación en un pozo en Entre Lomas Rio Negro añadiendo (+0.22 MMbbl y +2.06 Bcf).

- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas habilitadas por la actividad de perforación ejecutada en la formación Vaca Muerta: (i) 4 pads (15 pozos) en Aguada Federal añadiendo (+9.09 MMbbl y +9.09 Bcf), 11 pads (24 pozos), en Bajada del Palo Este suman (+28.91 MMbbl y +12.05 Bcf), 9 pads (33 pozos) en Bajado del Palo Oeste, sumando (+36.85 MMbbl y +35.33 Bcf).
- (4) La variación por las ventas de reservas de petróleo crudo (-5.4 MMbbl) y Gas natural (-2.6 Bcf) están principalmente relacionados con el acuerdo firmado con Aconcagua mencionado en la Nota 3.2.7.
- (5) Considera la producción atribuible a Vista Argentina.
- (6) Las reservas incluidas en esta nota han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, algunos cálculos podrían presentar diferencias no materiales en las sumas.

México	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no			
desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2022	2.9	6.0	1.1
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores (2)	4.6	10.0	1.7
Producción del año (3)	(0.2)	(0.1)	(0.0)
Reservas al 31 de diciembre de 2023 (4)	7.3	15.9	2.8

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

- (2) La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo (+4.6 MMbbl) está principalmente relacionada con:
- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) por extensión de (+0.2 MMbbl) debido a la perforación exitosa de dos nuevos bloques Vernet-1051 y 1052; y (ii) efecto de redondeo (-0.1 MMbbl).
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) (+0.5 MMbbl) debido a las últimas campañas de perforación y descubrimiento de las formaciones Amate y Encajonado; (ii) un incremento de (+3.1 MMbbl) debido a que no se descuentan los royalties pagados en efectivo de las reservas y los volúmenes de producción; y (iii) incremento por la extensión de acreage de la campaña de perforación en los mismos bloques con los pozos Vernet-1053 y 1054 generando un aumento de (+0.9 MMbbl)

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de Gas natural (10.0 Bcf) están principalmente relacionadas con:

- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) Menor performance y baja del precio (-0.4 Bcf); (ii) por extensión de (+3.3 Bcf) debido a la perforación exitosa de dos nuevos bloques Vernet-1051 y 1052.
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) un incremento de (+6.4 Bcf) debido a que no se descuentan los royalties pagados en efectivo de las reservas y los volúmenes de producción y; (ii) incremento por la extensión de acreage de la campaña de perforación en los mismos bloques con los pozos Vernet-1053 y 1054 generando un aumento de (+0.7 Bcf)

Adicionalmente existe un efecto neutro por conversión de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas generado por: (i) la campaña de perforación exitosa de Vernet-1001, 1002, 1004, 1005 y 1006 (+1.65 MMbbl y +1.67 Bcf).

(4) Las reservas incluidas en esta nota han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, algunos cálculos podrían presentar diferencias no materiales en las sumas.

⁽³⁾ Considera la producción atribuible a Vista Holding II.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla describe los flujos de efectivo futuros estimados de la producción futura de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado, líquidos de gas natural y gas natural. Tal como lo prescriben las normas de Modernización de la Información de petróleo y Gas de la SEC y la ASC 932 de la Codificación de las Normas de Contabilidad ("ASC") de FASB relacionadas con las Actividades Extractivas – petróleo y Gas (anteriormente Divulgaciones de la SFAS 69 sobre Actividades de Producción de petróleo y Gas) los flujos se estimaron utilizando el promedio de 12 meses de los precios de referencia del primer día del mes y se ajustaron por diferenciales de ubicación y calidad y utilizando un factor de descuento anual del 10%. Los costos futuros de desarrollo y abandono incluyen los costos estimados de perforación, las instalaciones de desarrollo y explotación y los costos de abandono. Estos costos de desarrollo futuro fueron estimados en base a las evaluaciones hechas por VISTA. El impuesto a la renta futuro se calculó aplicando las tasas impositivas legales vigentes en Argentina en cada período.

Esta medida estandarizada no pretende ser y no debe interpretarse como una estimación del valor de mercado de las reservas de la Compañía. El propósito de esta información es proporcionar datos estandarizados para ayudar a los usuarios de los estados financieros a comparar diferentes compañías y realizar ciertas proyecciones. Es importante señalar que esta información no incluye, entre otros elementos, el efecto de cambios futuros en los costos de los precios y las tasas de impuestos, que la experiencia pasada indica que es probable que ocurra, así como el efecto de los flujos de efectivo futuros de las reservas, que aún no se han clasificado como reservas probadas, de un factor de descuento más representativo del valor del dinero en el transcurso del tiempo y de los riesgos inherentes a la producción de petróleo crudo y gas natural. Estos cambios futuros pueden tener un impacto significativo en los flujos de efectivo netos futuros que se presentan a continuación. Por todas estas razones, esta información no indica necesariamente la percepción que la Compañía tiene sobre los flujos de efectivo netos futuros descontados de la reserva de hidrocarburos.

	Al 31 de diciembre de 2024 ⁽¹⁾	Al 31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾
Flujos futuros de efectivo	23,298	18,771
Costos futuros de producción	(6,956)	(5,573)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(4,244)	(3,198)
Impuesto sobre la renta futuro	(4,249)	(3,477)
Flujos de efectivos descontados netos	7,849	6,523
10% de descuento anual	(3,817)	(3,133)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros		
descontados (netos)	4,032	3,390

⁽¹⁾ Importes expresados en millones de dólares estadounidenses ("MM USD").

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Cambios en la medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla revela los cambios en la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2024 ⁽¹⁾	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023 (1)
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros		
descontados al inicio del año	3,390	3,241
Variación neta en precios de venta y costos de producción	1,153	
relacionados con la producción futura (2)		(314)
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro (3)	327	(3,642)
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad (4)	1,951	(220)
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras ⁽⁵⁾	(1,165)	2,240
Acumulación de descuento	11	3,333
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar (6)	(777)	(131)
Ventas de petróleo crudo, GLP y gas natural producido, neto de	-	
los costos de producción		841
Costos de desarrollo estimados previamente incurridos	1,203	(669)
Variación neta en el impuesto sobre la renta (7)	(2,061)	(1,289)
Variación en la medida estandarizada de los flujos de	<u> </u>	
efectivo futuros descontados del año	642	149
Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros		
descontados al final del año	4,032	3,390

⁽¹⁾ Importes expresados en MM USD.

Nota 33. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de diciembre de 2024 para determinar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 26 de febrero de 2025, fecha en que estos estados financieros estuvieron disponibles para su emisión:

- El 2 de enero de 2025, Vista Argentina firmó un contrato de préstamo con el Banco de la Nación Argentina por un monto en ARS equivalentes a 43,584 a una tasa de interés anual del 32.88% con fecha de vencimiento el 31 de marzo de 2025.

⁽²⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente afectado por un aumento en los precios del petróleo crudo y condensado, gas natural y GLP vigentes en Argentina, los cuales aumentaron de 66.50 USD/bbl a 69.44 USD/bbl de petróleo crudo, condensado y C5+, de 25.40 USD/bbl a 25.72 USD/bbl de GLP, y de 3.55 USD por mil pies cúbicos ("USD/Kft³" por sus siglas en inglés) a 3.89 USD/Kft³ de gas de venta. Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, principalmente afectado por una disminución en los precios del petróleo crudo y condensado, gas natural y GLP vigentes en Argentina, los cuales disminuyeron de 72.32 USD/bbl a 66.50 USD/bbl de petróleo crudo, condensado y C5+, de 31.19 USD/bbl a 25.40 USD/bbl de GLP, y de 4.86 USD/Kft³ a 3.55 USD/Kft³ de gas de venta.

⁽³⁾ Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, relacionado a revisiones de costos de desarrollo del área no convencional de Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este y Aguada Federal.

⁽⁴⁾ Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, principalmente afectado por los cambios en los límites económicos de los activos por una variación en los perfiles de precios del petróleo crudo y condensado, gas natural y GLP, detallados en el punto (2).

⁽⁵⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, asociado principalmente a la extensión del área probada por la inclusión de 52 pozos en reservas probadas en el área Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta con resultados positivos, adicionalmente a la incorporación de reservas probadas de área Bajada del Palo Este no convencional con 34 pozos adicionales y en el área Aguada Federal no convencional se incorporan 15 pozos. Asimismo para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, asociado principalmente a la extensión del área probada por la inclusión de 40 pozos en reservas probadas en el área Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta con resultados positivos, adicionalmente a la incorporación de reservas probadas de área Bajada del Palo Este no convencional con 26 pozos adicionales, en el área Aguada Federal no convencional se incorporan 19 pozos y en Águila Mora con la conversión de un Pad de 2 pozos de Reservas Probables a Probadas Desarrolladas.

⁽⁶⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023, se mantiene el acuerdo con Aconcagua, otorgando la operación a partir del 1 de marzo de 2023 con el 60% de la producción de petróleo crudo sobre las concesiones: 25 de Mayo-Medanito S.E., Charco del Palenque, Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Jagüel de los Machos y Jarilla Quemada. (Nota 3.2.7).

⁽⁷⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la variación es debido al aumento en el impuesto sobre la renta debido a mayores ingresos esperados principalmente por las extensiones y los incrementos en los precios de los hidrocarburos.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- El 6 de enero de 2025, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado en julio de 2021 y enero de 2022, con el Banco Santander International por un monto total de 114.
- El 6 de enero de 2025, en el marco del acuerdo VMOS, Vista Argentina realizó pagos a VMOS S.A. por 16,690 (Nota 1.2.3.2).
- El 8 de enero de 2025, Vista Argentina realizó el pago de capital e intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado con el Banco Patagonia S.A. por un monto de 144.
- El 8 de enero de 2025, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes a la ON XXV por un monto de 402.
- El 8 de enero de 2025, en el marco del acuerdo VMOC, Vista Argentina realizó pagos a YPF por 16,714 neto de impuestos (Nota 1.2.3.1).
- El 13 de enero de 2025, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado con ConocoPhillips Company por un monto de 911.
- El 13 de enero de 2025, Vista Argentina firmó contratos de préstamo con el Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por un monto total de 66,000, a una tasa de interés anual entre 1.50% y 1.90% con fecha de vencimiento entre el 18 de febrero y el 21 de abril de 2025. Asimismo, el 18 de febrero de 2025, Vista Argentina canceló un monto total de capital e intereses de 18,027 relacionado con los contratos mencionados.
- El 20 de enero de 2025, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado en enero de 2021, con el Banco Santander International por un monto total de 73.
- El 20 de enero de 2025, Vista Argentina realizó el pago de capital e intereses correspondientes a la ON XV por un monto total de 13,567.
- El 24 de enero de 2025, Vista Argentina firmó un contrato de préstamo con el Banco de la Nación Argentina por un monto de 30,000 a una tasa de interés anual del 2.00% con fecha de vencimiento el 23 de julio de 2025.
- El 24 de enero de 2025, Vista Argentina firmó un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de 20,000 a una tasa de interés anual del 1.90% con fecha de vencimiento el 29 de mayo de 2025.
- El 27 de enero de 2025, Vista Argentina firmó un contrato de préstamo con el Banco Citibank N.A. por un monto de 25,000 a una tasa de interés anual del 5.00% con fecha de vencimiento el 15 de abril de 2026.
- El 27 de enero de 2025, Vista Argentina firmó un contrato de préstamo con el Banco ICBC por un monto de 20,000 a una tasa de interés anual del 1.75% con fecha de vencimiento el 28 de marzo de 2025.
- El 28 de enero de 2025, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado con el Banco Citibank N.A. por un monto de 71.
- El 29 de enero de 2025, Vista Argentina firmó un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de 20,000 a una tasa de interés anual del 1.90% con fecha de vencimiento el 29 de mayo de 2025.
- El 11 de febrero de 2025, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes a la ON XXI por un monto de 175.
- El 18 de febrero de 2025, Vista Argentina firmó un contrato de préstamo con el Banco Ciudad de Buenos Aires por un monto de 18,000 a una tasa de interés anual del 2,50% con fecha de vencimiento 18 de junio de 2025.

No hay otros eventos u operaciones que hayan ocurrido entre la fecha de estos estados financieros consolidados y la fecha de emisión de los estados financieros que pudieran afectar significativamente la situación del patrimonio o los resultados de la Compañía.

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

Pablo Vera Pinto Director de Finanzas

Vavier Rodríguez Galli Director Jurídico



Para efectos de lo dispuesto en el artículo 32 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (según las mismas hayan sido reformadas en cualquier momento; la "<u>Circular Única de Auditores Externos</u>"), los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad y en el ámbito de nuestras respectivas funciones, lo siguiente:

- que hemos revisado la información financiera presentada en los estados financieros básicos consolidados dictaminados de Vista Energy, S.A.B. de C.V. (la "<u>Emisora</u>") y subsidiarias al 31 de diciembre de 2024 y 2024 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 (los "<u>Estados Financieros Básicos Dictaminados</u>") a los que se refiere la Circular Única de Auditores Externos;
- (ii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados no contienen información sobre hechos falsos, así como que no hemos omitido algún hecho o evento relevante, que sea de nuestro conocimiento, que pudiera resultar necesario para su correcta interpretación a la luz de las disposiciones bajo las cuales fueron preparados;
- (iii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados y la información adicional a éstos, presentan razonablemente en todos los aspectos importantes la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora;
- (iv) que se han establecido y mantenido controles internos, así como procedimientos relativos a la revelación de información financiera relevante de la Emisora;
- (v) que se han diseñado controles internos con el objetivo de asegurar que los aspectos importantes y la información relacionada con la Emisora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realice acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial se hagan del conocimiento de la administración;
- (vi) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, mediante comunicaciones oportunas, las deficiencias significativas detectadas en el diseño y operación del control interno que pudieran afectar de manera adversa, entre otras, a la función de registro, proceso y reporte de la información financiera; y
- (vii) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, cualquier presunto fraude o irregularidad que sea de su conocimiento e involucre a la administración o a cualquier otro empleado que desempeñe un papel importante, relacionado con los controles internos.



Los términos escritos con mayúscula inicial no definidos expresamente en la presente declaración tendrán el significado que a los mismos se les atribuye en la Circular Única de Auditores Externos.

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

Miguel Galuccio

Pablo Vera Pinto Director de Finanzas

Javier Rodríguez Galli Director Jurídico



9 de abril de 2025

El suscrito, en mi carácter de Socio y apoderado legal de Mancera, S.C., manifiesto bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados que contiene el presente reporte anual de Vista Energy, S.A.B. de C.V., por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, así como el 31 de diciembre de 2023 y 2022 fueron dictaminados con fecha 26 de febrero de 2025, 11 de marzo de 2024 y 13 de marzo de 2023, respectivamente, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente reporte anual y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados por él dictaminados.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.



9 de abril de 2025

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Volcán 150, piso 5, Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo, Ciudad de México

En relación con lo dispuesto en el artículo 84 Bis de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores publicadas en el Diario oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (la "Circular Única de Emisoras"), así como, lo requerido por el artículo 39 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos ("Circular Única de Auditores Externos"), en mi carácter de Auditor Externo de la Compañía y apoderado legal de Mancera, S.C., otorgo mi consentimiento para que Vista Energy, S.A.B. de C.V., incluya en el reporte anual, a que hace referencia el artículo 33, fracción I, incisos a) y b), numeral 5 y I respectivamente, así como, el artículo 36, fracción I, inciso c) de la Circular Única de Emisoras y 39 de la Circular Única de Auditores Externos, el dictamen sobre los estados financieros que al efecto se emitió correspondiente al ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2024, 31 de diciembre 2023 y 31 de diciembre de 2022, presentados en fecha 26 de febrero de 2025, 11 de marzo de 2024 y 13 de marzo de 2023, respectivamente. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en el reporte anual de que se trate, así como cualquier otra información financiera incluida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros o del dictamen que, al efecto presenté, coincida con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.

Justine .



Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco 11520 México

Fax: +55 5283 1392 ey.com/mx

Manifestación al cierre de la auditoria del Despacho y del Auditor Externo Independiente requerida por el articulo 37 de las Disposiciones de Carácter General aplicables a las entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoria Externa de Estados Financieros Básicos (CUAE o Disposiciones) y por el articulo 84 de la Circular Única de Emisoras (CUE), sobre el cumplimiento de los requisitos de Independencia de conformidad con el articulo 6 de la CUAE.

26 de febrero de 2025

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Comités de Auditoría y Prácticas Societarias

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 de la Circular Única de Auditores Externos (CUAE) y por el artículo 84 de la Circular Única de Emisoras, sobre el cumplimiento de Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, respecto a lo previsto en el artículo 6 de la CUAE y con la finalidad que Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("Vista" o "la Compañía") y sus Comités de Auditoría y Prácticas Societarias den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE respecto de verificar que tanto Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, se apegan a los requisitos de Independencia, manifiesto bajo protesta de decir verdad que tanto Mancera. S.C., las personas que integran el equipo de auditoria asignado a este proyecto de servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme al contrato de prestación de servicios con fecha 20 de diciembre de 2024, celebrado entre Mancera, S.C. y la compañía (Carta Convenio) y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C., que a la fecha de celebración de la Carta Convenio, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa y de los comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (descritos en el apartado 1 de la Carta Convenio), cumplimos con los siguientes requisitos:

- 1. Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo, somos independientes y cumplimos con los supuestos a que se refieren las fracciones I a XI del artículo 6 de la CUAE, según se describe a continuación:
 - Los ingresos que percibe Mancera, S.C., provenientes de la Compañía o de sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o las personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio derivados de la prestación de los servicios, no representan en su conjunto el 10% o más de los ingresos totales de Mancera. S.C., durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2024.
 - II. Ni Mancera, S.C., ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente de la Compañía ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ha sido cliente o proveedor importante de la Compañía o, de sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2024.

Se considera que un cliente o proveedor es importante cuando sus ventas o compras a la Compañía o, a sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, representen en su conjunto el 10 % o más de sus ventas totales o, en su caso, compras totales.

- III. Ni el suscrito ni algún socio de Mancera, S.C., no son y no fuimos durante el año inmediato anterior a mi designación como Auditor Externo Independiente, consejero, director general o empleado que ocupe un cargo dentro de los dos niveles inmediatos inferiores a este último en la Compañía, en sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- IV. Ni Mancera, S.C., ni el suscrito ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso el cónyuge, concubina, concubinario a dependiente económico de las personas físicas anteriores, tenemos inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Compañía o, en su caso, por sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, ni tenemos títulos de crédito que representen dichos valores o derivados que los tengan como subyacente, salvo que se trate de depósitos a plazo fijo, incluyendo certificados de depósito retirables en días preestablecidos, aceptaciones bancarias o pagarés con rendimiento liquidable al vencimiento, siempre y cuando estos sean contratados en condiciones de mercado.

Lo previsto en esta fracción, no es aplicable a:

- a) La tenencia en acciones representativas del capital social de fondos de inversión de renta variable y en instrumentos de deuda.
- b) La tenencia en acciones representativas del capital social de una sociedad anónima, inscritas en el Registro Nacional de Valores a cargo de la Comisión, a través de fideicomisos constituidos para ese único fin en los que no intervengan en las decisiones de inversión o bien en títulos referidos a índices o canastas de acciones o en títulos de crédito que representen acciones del capital social de dos o más sociedades anónimas emitidos al amparo de fideicomisos.

- V. Ni Mancera, S.C. y ni el suscrito, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso, el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, mantienen con la Compañía o, con sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, deudas por préstamos o créditos de cualquier naturaleza, salvo que se trate de adeudos por tarjeta de crédito, por financiamientos destinados a la compra de bienes de consumo duradero por créditos hipotecarios para adquisición de inmuebles y por créditos personales y de nómina, siempre y cuando sean otorgados en condiciones de mercado.
- VI. En su caso, la Compañía, sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, no tienen inversiones en Mancera, S.C.
- VII. En su caso, ni Mancera, S.C. ni el suscrito en carácter de Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría proporciona a la Compañía, adicionalmente al de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme a la Carta Convenio, cualquiera de los servicios siguientes:
 - a) Preparación de los Estados Financieros Básicos incluyendo sus notas, así como de la contabilidad de la Compañía, de sus subsidiarias, asociadas. entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, así como de los datos que utilice como soporte para elaborar los mencionados Estados Financieros Básicos, sus notas o alguna partida de estos y cualquier otro tipo de servicio que tenga por objeto la preparación de dichos estados financieros.
 - b) Operación, directa o indirecta, de los sistemas de información financiera, o bien, administración de su infraestructura tecnológica que esté relacionada con sistemas de información financiera.
 - c) Diseño o implementación de controles internos sobre información financiera, así como, de políticas y procedimientos para la administración de riesgos.
 - d) Supervisión, diseño o implementación de los sistemas informáticos, sea hardware o software, que concentren datos que soportan los Estados Financieros Básicos o generen información significativa para la elaboración de estos.
 - e) Valuaciones, avalúos o estimaciones, excepto aquellos relacionados con estudios de precios de transferencia para fines fiscales o que no formen parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos.

- f) En su caso, administración de la Compañía, temporal o permanente, participando en las decisiones.
- g) Auditoría interna.
- h) Reclutamiento y selección de personal para que ocupen cargos de director general o de los dos niveles inmediatos inferiores al de éste, o cualquier persona cuyo puesto le permita ejercer influencia sobre la preparación de los registros contables o de los Estados Financieros Básicos sobre los que el Auditor Externo Independiente ha de expresar una opinión.
- i) Contenciosos ante tribunales, o cuando Mancera, S.C., o en carácter de Auditor Externo Independiente o algún socio o empleado del Despacho, cuenten con poder general con facultades de dominio, administración o pleitos y cobranzas otorgado por la Compañía.
- j) Elaboración de opiniones que, conforme a las leyes que regulan el sistema financiero mexicano, requieran ser emitidas por licenciados en derecho.
- k) Cualquier servicio prestado cuya documentación podría formar parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos o cualquier otro servicio que implique o pudiera implicar conflictos de interés respecto al trabajo de auditoría externa de Estados Financieros Básicos, conforme a lo señalado en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.
- VIII. Los ingresos que Mancera. S.C. percibe por auditar los Estados Financieros Básicos de la Compañía, no dependen del resultado de la propia auditoria o del éxito de cualquier operación realizada por la Compañía que tenga como sustento el Informe de Auditoría Externa.
- IX. Mancera, S.C. no tiene cuentas por cobrar vencidas con la Compañía por honorarios provenientes de servicios de auditoría o por algún otro servicio que ya se haya prestado a la Compañía, a la fecha de emisión del Informe de Auditoría.
- X. Ni Mancera, S.C., ni el Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, se ubica en alguno de los supuestos que prevé el código de ética profesional emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., o en alguno de los supuestos contemplados en el Código de Ética emitido por la Federación Internacional de Contadores, como causales de parcialidad en el juicio para expresar su opinión, siempre que dichos supuestos sean más restrictivos a los contenidos en las Disposiciones.

- XI. Mancera, S.C. y el que suscribe no identificaron amenazas que no se hubieran reducido a través de salvaguardas a un nivel aceptable para prestar el servicio de auditoría externa, conforme a los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.
- XII. En mi carácter de Auditor Externo Independiente, otorgo mi consentimiento para proporcionar a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), la información que ésta me requiera, a fin de verificar mi cumplimiento con los requisitos señalados anteriormente.
- XIII. Mancera, S. C. y el que suscribe, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos de independencia descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.

Mancera, S.C. y el que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y Apoderado Legal de Mancera, S.C., somos responsables del cumplimiento de los requisitos de independencia a que hacen referencia las disposiciones que se indican en esta manifestación de acuerdo con el artículo 6 de la CUAE

El que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente, a la fecha de celebración de la Carta Convenio celebrada entre Mancera, S.C., y la Compañía. durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024 y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa, así como, de los Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE, se reportaron a la Compañía y al Comité de Auditoría tan pronto tuvimos conocimiento de alguno de los hechos mencionados anteriormente, de acuerdo con lo descrito en el artículo 6 de la CUAE.

Suscribe

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y apoderado legal de Mancera, S.C.



Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco 11520 Mexico, D.F.

Fax: +55 5283 1392 ev.com/mx

26 de febrero de 2025

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Comités de Auditoría y Prácticas Societarias

> Asunto: Declaraciones de conformidad con el artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (CUAE).

Presente

Para los efectos de lo previsto en el artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 26 de abril de 2018, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (en adelante la "CUAE" o las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo de Vista Energy, S.A.B. de C.V., Entidad Regulada (la "Compañía") y apoderado legal de Mancera, S.C., de los estados financieros por el año que terminó el 31 de diciembre de 2024, manifiesto bajo protesta de decir verdad que, cumplo con todos los requisitos que señala dicho artículo, de acuerdo con lo siguiente:

- Que cumplo con los requisitos señalados en los artículos 4 y 5 de la CUAE. Así mismo, que ١. soy Contador Público con certificación vigente emitida por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C. número 14364 y socio del despacho Mancera, S.C. (el Despacho), contratado para la prestación profesional de servicios de auditoría externa y que el Despacho, al que represento cuenta con registro vigente número 01555, expedido el 8 de junio de 1993, por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- II. Que desde la fecha en que se prestan los servicios de auditoría externa, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de auditoría externa, así como de los comunicados y opiniones requeridos conforme a lo señalado en el artículo 15 de las Disposiciones, cumplo con los requisitos a que se refieren los artículos 4 y 5, así como que el Despacho se ajusta a lo previsto en los artículos 6, 9 y 10, en relación con el artículo 14 de las Disposiciones.

III. Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el artículo 12 de las Disposiciones.

Asimismo, otorgo mi consentimiento expreso para proporcionar a la CNBV la información que ésta me requiera, a fin de verificar el cumplimiento de los requisitos anteriores. Así mismo, el Despacho se obliga a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos anteriores, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que concluya la auditoría de los estados financieros básicos de la Compañía.

Por último, informo que, la auditoría a la que se hace referencia en el primer párrafo de este documento corresponde al 3er año que he estado a cargo de la auditoría de estados financieros básicos de la Compañía y que Mancera, S.C., ha prestado durante 8 años servicios de auditoría externa a la Compañía, a la fecha de emisión de los estados financieros auditados correspondientes al 31 de diciembre de 2024.

Suscribe,

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona

1 Julian

Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.



Informe Anual del Comité de Auditoría del 2024



26 de febrero de 2025

INFORME ANUAL DEL COMITE DE AUDITORÍA DE VISTA ENERGY, S.A.B. DE C.V.

Al Consejo de Administración de Vista Energy, S.A.B. de C.V.

Presente

Estimados señores y señoras:

El suscrito, en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría (el "<u>Comité</u>") de Vista Energy, S.A.B. de C.V. (la "<u>Sociedad</u>"), con fundamento en lo dispuesto por el artículo 43, fracción II de la Ley del Mercado de Valores ("<u>LMV</u>") y el artículo 38 de los estatutos sociales de la Sociedad, me permito rendir, en representación del Comité, el informe anual aprobado por la totalidad de los miembros del Comité, respecto de las actividades realizadas en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2024 al 31 de diciembre de 2024 (el "<u>Ejercicio Social 2024</u>").

De conformidad con las disposiciones contenidas en la LMV, durante el Ejercicio Social 2024, el Comité se enfocó durante este periodo, de manera general, en desarrollar distintas actividades en materia de auditoría que la ley aplicable y los estatutos sociales de la Sociedad le confieren, con el fin de apoyar al Consejo de Administración en la administración de la Sociedad, así como en celebrar reuniones periódicas y continuas con distintos directivos relevantes de la misma.

Por lo que respecta a conceptos específicos correspondientes a las funciones aprobadas para este Comité, damos a conocer lo siguiente:

ESTADOS FINANCIEROS

Revisamos la información financiera de la Sociedad correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2024, y no detectamos irregularidades, por lo cual recomendamos su presentación al Consejo de Administración de la Sociedad para su aprobación y publicación.

Revisamos los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024, dictaminados por el órgano correspondiente de la Sociedad, así como por Mancera, S.C. integrante de Ernst & Young Global Ltd., en su carácter de auditor externo de la Sociedad, y el trabajo realizado por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.A., así como las políticas de contabilidad utilizadas en su preparación, las cuales fueron aplicadas de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Después de haber analizado los comentarios de los auditores externos, en conjunto con los auditores internos y con la Administración de la Sociedad, recomendamos al Consejo de Administración su aprobación, para, consecuentemente, ser presentados a la consideración de la Asamblea de Accionistas.

POLÍTICAS CONTABLES

Hemos revisado las políticas contables más importantes seguidas por la Sociedad, las cuales fueron observadas para la preparación de sus estados financieros, que se rigen por las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Derivado de dicha revisión, recomendamos la aprobación de las políticas contables.



AUDITORÍA EXTERNA

Revisamos los planes de trabajo para dictaminar los estados financieros y cumplimiento de control interno proporcionados por la firma de auditores externos, los cuales fueron aprobados en su totalidad.

En nuestra entrevista y sesión del Comité con los auditores externos de la Sociedad, nos cercioramos de que cumplieran los requisitos de independencia, de conformidad con la ley aplicable; incluyendo la carta de independencia PCAOB Rule 3526(b).

El Comité evaluó el desempeño y, derivado de dicha evaluación, recomendó al Consejo de Administración de la Sociedad la ratificación de Mancera, S.C. (firma mexicana integrante de Ernst & Young Global Ltd.), como auditores externos de la Sociedad, y del Señor Arturo Figueroa en su carácter de auditor externo de la Sociedad, así como la aceptación de sus propuestas económicas de honorarios profesionales.

Asimismo, recomendó la ratificación de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.A. (firma argentina miembro de Ernst & Young Global Ltd.) para la prestación de servicios de auditoría necesarios para el cumplimiento de las obligaciones a las que se encuentra sujeta la Sociedad bajo la ley del estado de Nueva York.

Asimismo, el Comité evaluó la ratificación de los servicios de auditoría prestados por Mancera, S.C. y por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.A., distintos al de auditoría externa de estados financieros básicos, en su carácter de auditores externos de la Sociedad, y del respectivo importe de las remuneraciones por dichos servicios por el período transcurrido.

MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS

Durante el Ejercicio Social 2024, no fue necesario adoptar medidas preventivas ni correctivas por la Sociedad para evitar incumplimientos a los lineamientos y/o políticas de operación y de registro contable de la Sociedad y sus subsidiarias.

SEGUIMIENTO DE ACUERDOS DE LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS Y EL CONSEJO DE ADMINISTRACION

Fuimos informados de los acuerdos adoptados por las asambleas generales de accionistas y por el Consejo de Administración, concluyendo que sus resoluciones fueron ejecutadas conforme a lo que se determinó en cada caso.

OBSERVACIONES RESPECTO DE LA CONTABILIDAD, CONTROL INTERNO Y AUDITORÍA INTERNA Y/O EXTERNA DE LA SOCIEDAD

Durante el Ejercicio Social 2024, no fue necesario realizar observaciones particulares respecto de la contabilidad, control interno y auditoría interna y/o externa ni se recibieron observaciones formuladas por accionistas, consejeros, directivos relevantes, empleados o cualquier otro tercero, en relación con estas cuestiones.

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

Durante el Ejercicio Social 2024, el Comité se reunió para sesionar en forma presencial en cuatro ocasiones: el 19 de febrero en Ciudad de Nueva York, EE.UU.; el 23 de abril en Ciudad de México, Estados Unidos Mexicanos; el 10 de julio en Ciudad de Londres, Inglaterra; y el 22 de octubre en Ciudad de Nueva York, EE.UU. Además, sesionó mediante el sistema de videoconferencia, adoptando un conjunto de resoluciones unánimes fuera de sesión del Comité, en dos ocasiones: el 11 de marzo y el 5 de diciembre.



Hemos llevado a cabo reuniones regulares del Comité con los directivos relevantes de la Sociedad en materia financiera, contable y de auditoría interna para mantenernos informados de la marcha de la Sociedad y las actividades y eventos relevantes.

También nos reunimos con los auditores externos de la Sociedad para discutir el desarrollo de su trabajo, cualesquier limitaciones que pudieran haber tenido y facilitar cualquier comunicación privada que desearan tener con el Comité, sin la presencia de los directivos relevantes de la Sociedad.

Los trabajos que llevamos a cabo quedaron debidamente documentados en actas preparadas de cada reunión y sus anexos, las cuales fueron revisadas y aprobadas oportunamente por los integrantes del Comité.

En mi carácter del Presidente del Comité presenté reportes periódicos al Consejo de Administración respecto de las actividades desarrolladas por dicho Comité en el ejercicio de sus facultades.

En virtud de lo expuesto, se recomienda al Consejo de Administración someta a la aprobación de la asamblea general ordinaria de accionistas, los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio social que concluyó el 31 de diciembre de 2024.

Atentamente,

Pierre Jean Sivignon

Presidente del Comité de Auditoría de Vista Energy, S.A.B. de C.V.



I. INFORMACIÓN FINANCIERA 2023



Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre de 2023



Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco 1520 Mexico, D.F.

Fax: +55 5283 1392



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Consejo de Administración y a la Asamblea General de Accionistas de Vista Energy, S.A.B. de C.V.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Vista Energy, S.A.B. de C.V. y subsidiarias (la "Compañía"), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2023; el estado consolidado de resultados y otros resultados integrales; el estado consolidado de variaciones en el capital contable y el estado consolidado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen información sobre las políticas contables materiales.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Vista Energy, S.A.B. de C.V. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2023, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría ("NIA"). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe. Somos independientes de la Compañía de conformidad con el "Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores" ("Código de Ética del IESBA") junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en México por el "Código de Ética Profesional del Instituto Mexicano de Contadores Públicos" ("Código de Ética del IMCP") y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código de Ética del IESBA.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Asuntos claves de auditoría

Los asuntos clave de la auditoría son aquellos que, según nuestro juicio profesional, han sido los más significativos en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual. Estos asuntos han sido tratados en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre dichos asuntos. Para cada asunto clave de auditoría, describimos cómo se abordó el mismo en el contexto de nuestra auditoría.

Hemos cumplido las responsabilidades descritas en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe, incluyendo las relacionadas con los asuntos clave de auditoría. Consecuentemente, nuestra auditoría incluyó la aplicación de procedimientos diseñados a responder a nuestra evaluación de los riesgos de desviación material de los estados financieros consolidados adjuntos. Los resultados de nuestros procedimientos de auditoría, incluyendo los procedimientos aplicados para abordar los asuntos clave de la auditoría descritos más adelante, proporcionan las bases para nuestra opinión de auditoría de los estados financieros consolidados adjuntos.

Depreciaciones, uso y amortizaciones de propiedades, planta y equipos

Descripción de los asuntos clave de auditoría

Tal como se describe en la Nota 13 a los estados financieros, al 31 de diciembre de 2023, las propiedades, planta y equipo ascendieron a miles de US\$ 1,927,759 y tienen un cargo asociado por depreciación, uso y amortización de miles de US\$ 831,660. Como se describe en la Nota 2.4.2.2, la Sociedad utiliza el método de esfuerzo exitoso para contabilizar sus activos para el desarrollo y explotación de petróleo y gas. La depreciación de los activos de petróleo y gas se calcula utilizando el método de unidades de producción basado en las reservas probadas de petróleo y gas, según la estimación realizada por los ingenieros de reservas internos de la Sociedad.

Las reservas de petróleo y gas son aquellos volúmenes de gas natural, petróleo crudo y gas natural licuado que, mediante el análisis de datos de geología e ingeniería, se puede estimar con certeza razonable que son económicamente explotables a una fecha determinada, en yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales actuales. Los ingenieros de reservas internos de la Sociedad evalúan los datos geológicos y de ingeniería al estimar las reservas de petróleo y gas. La estimación de reservas también requiere la selección de premisas, incluidos supuestos sobre los precios del petróleo y el gas, los costos operativos y desembolsos de capital futuros, entre otros. Debido a la complejidad que implica estimar las reservas de petróleo y gas, la Dirección contrató a ingenieros de reservas independientes para certificar las estimaciones de reservas probadas de petróleo y gas preparadas por los ingenieros de reservas internos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023.

Auditar el cálculo de depreciaciones, uso y amortizaciones de la Sociedad, es complejo debido al uso del trabajo de los ingenieros de reservas internos y de los ingenieros independientes y la evaluación por parte de la Dirección de las premisas utilizadas mencionadas anteriormente.

Cómo nuestra auditoría abordó este asunto

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, (i) el entendimiento del proceso del cálculo de las depreciaciones, uso y amortizaciones de propiedades, planta y equipos incluyendo el proceso de la Dirección sobre la integridad y precisión de los datos financieros proporcionados a los ingenieros para su uso en la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, (ii) la evaluación de las calificaciones profesionales y la objetividad de los ingenieros de reservas internos de la Sociedad, quienes son los responsables de la preparación de las estimaciones de reservas, y de los ingenieros de reservas independientes quienes certificaron las mencionadas estimaciones, (iii) la evaluación de la integridad y revisión de los datos financieros utilizados por los ingenieros para la estimación de las reservas probadas de petróleo y gas y (iv) el análisis de su concordancia con la documentación respaldatoria, y la identificación y análisis de otra evidencia corroborativa o contradictoria. Adicionalmente, probamos el cálculo aritmético de las depreciaciones, uso y amortizaciones, y comparamos las cantidades de reservas de petróleo y gas utilizadas en dicho cálculo con los informes de reservas probadas de la Sociedad.

Finalmente, evaluamos la razonabilidad de las revelaciones incluidas en los estados financieros consolidados adjuntos de la Compañía al 31 de diciembre de 2023.

Reconocimiento de la ganancia por la cesión de activos convencionales

Descripción de los asuntos clave de auditoría

Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad reconoció una ganancia de miles de US\$ 89,659 como resultado de la transferencia de la operación de ciertas concesiones productoras en la cuenca neuquina argentina ("Activos Convencionales") la cual surge de la diferencia entre el valor de la contraprestación acordada y la baja del valor residual de los Activos Convencionales netos transferidos. Tal como se describe en la Nota 1.2.1 a los estados financieros, la Sociedad reconoció una cuenta por cobrar por la mencionada contraprestación acordada que equivale al valor descontado de los fondos a recibir y de los volúmenes de crudo, gas natural y gas natural licuado que deberán ser puestos a disposición dentro de un plazo de tiempo determinado.

La determinación de la ganancia y la valuación inicial de la cuenta por cobrar relacionada involucró juicios y estimaciones significativos por parte de la Dirección, dado el grado de incertidumbre asociado principalmente al momento esperado de puesta a disposición de la producción. En particular, la estimación de la cuenta a cobrar ha sido sensible a los costos operativos, la producción futura de los Activos Convencionales y la tasa de descuento aplicable, que son supuestos subjetivos afectados por las expectativas de la Dirección sobre el desempeño futuro de dichos activos y las condiciones de la industria.

Cómo nuestra auditoría abordó este asunto

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, i) el entendimiento del proceso seguido por la Dirección para la determinación de la cuenta a cobrar y el reconocimiento de la ganancia derivada de esta transacción, ii) el análisis de las consideraciones claves utilizadas por la Dirección para la determinación del valor descontado de los fondos y iii) el momento de puesta a disposición de los volúmenes de petróleo crudo, gas natural y gas natural licuado. Por ejemplo, evaluamos la estimación de los costos operativos comparándola con los costos reales y comparamos los supuestos sobre el momento de la puesta a disposición de la producción con la estimación de las reservas de petróleo y gas certificadas por los ingenieros de reservas independientes. Además, involucramos a nuestros especialistas internos en la revisión de la tasa de descuento utilizada.

Finalmente, evaluamos la razonabilidad de las revelaciones incluidas en los estados financieros consolidados adjuntos de la Compañía al 31 de diciembre de 2023.

Otra información contenida en el informe anual 2023 de la Compañía

La Administración es responsable de la otra información. La otra información comprende la información incluida en el Reporte Anual presentado a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores ("CNBV") y el informe anual presentado a los accionistas, pero no incluye los estados financieros consolidados, ni nuestro informe de auditoría correspondiente. Esperamos disponer de la otra información después de la fecha de este informe de auditoría.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y no expresamos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre esta.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer y considerar la otra información que identificamos anteriormente cuando dispongamos de ella y, al hacerlo, considerar si existe una inconsistencia material entre la otra información y los estados financieros consolidados o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría o si parece que existe una desviación material en la otra información por algún otro motivo.

Cuando leamos y consideremos el Reporte Anual presentado a la CNBV y el informe anual presentado a los accionistas, concluimos que contiene una desviación material, estamos obligados a comunicar el asunto a los responsables del gobierno de la Compañía y emitir la declaratoria sobre el Reporte Anual requerida por la CNBV, en la cual se describirá el asunto.

Responsabilidades de la Administración y del Comité de Auditoría en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con el negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar la Compañía o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de reporte financiero de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de desviación material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una desviación material cuando existe. Las desviaciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

• Identificamos y evaluamos los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debido a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de continuar como negocio en marcha.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.
- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos al Comité de Auditoría de la Compañía en relación con, entre otros asuntos, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría de la Compañía una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con el Comité de Auditoría de la Compañía, determinamos los más significativos en la auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual y que son, en consecuencia, los asuntos clave de la auditoría. Describimos dichos asuntos en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que un asunto no se debería comunicar en nuestro informe cuando se espera razonablemente que las consecuencias adversas de hacerlo superarían a los beneficios de interés público de dicho asunto.

El socio responsable de la auditoría es quien suscribe este informe.

Mancera, S.C. Integrante de

Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Ciudad de México, México

11 de marzo de 2024

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022
- Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022
- Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Ingreso por ventas a clientes	5	1,168,774	1,187,660
Costo de ventas:			
Costos de operación	6.1	(94,685)	(133,385)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	(2,058)	(500)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14/15	(276,430)	(234,862)
Regalías y otros	6.3	(176,813)	(188,677)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	1.2.1	(27,539)	-
Utilidad bruta		591,249	630,236
Gastos de ventas	7	(68,792)	(59,904)
Gastos generales y de administración	8	(70,483)	(63,826)
Gastos de exploración	9	(16)	(736)
Otros ingresos operativos	10.1	203,812	26,698
Otros gastos operativos	10.2	302	(3,321)
Deterioro de activos de larga duración	3.2.2	(24,585)	-
Utilidad de operación		631,487	529,147
Ingresos por intereses	11.1	1,235	809
Gastos por intereses	11.2	(21,879)	(28,886)
Otros resultados financieros	11.3	(65,484)	(67,556)
Resultados financieros, netos		(86,128)	(95,633)
Utilidad antes de impuestos		545,359	433,514
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	16	(16,393)	(92,089)
(Gasto) por impuesto sobre la renta diferido	16	(132,011)	(71,890)
(Gasto) por impuesto sobre la renta		(148,404)	(163,979)
Utilidad neta del año		396,955	269,535
Otros resultados integrales Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores			
 Ganancia (pérdida) por remedición actuarial relacionada con beneficios a empleados 	23	6,565	(4,181)
- (Gasto) beneficio por impuesto sobre la renta diferido	16	(2,298)	1,463
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores, netos de impuestos		4,267	(2,718)
Total utilidad integral del año		401,222	266,817
Ganancias por acción			
Básica (en dólares por acción)	12	4.237	3.068
Diluida (en dólares por acción)	12	4.000	2.755
Dialita (cir dolares por accion)	14	7.000	4.133

Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Activos		_	_
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	1,927,759	1,606,339
Crédito mercantil	14	22,576	28,288
Otros activos intangibles	14	10,026	6,792
Activos por derecho de uso	15	61,025	26,228
Inversiones en asociadas	2.4.16	8,619	6,443
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	136,351	15,864
Activos por impuestos diferidos	16	5,743	335
Total activos no corrientes		2,172,099	1,690,289
Activos corrientes			
Inventarios	19	7,549	12,899
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	205,102	90,406
Caja, bancos e inversiones corrientes	20	213,253	244,385
Total activos corrientes		425,904	347,690
Total activos		2,598,003	2,037,979
Capital contable y pasivos Capital contable			
Capital social	21.1	517,874	517,873
Otros instrumentos del capital contable	21.1	32,144	32,144
Reserva legal	21.2	8,233	2,603
Pagos basados en acciones	21,2	42,476	40,744
Reserva para recompra de acciones	21.2	79,324	49,465
Otros resultados integrales acumulados	21,2	(4,427)	(8,694)
Utilidades (pérdidas) acumuladas		571,391	209,925
Total capital contable		1,247,015	844,060
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	16	383,128	243,411
Pasivos por arrendamiento	15	35,600	20,644
Provisiones	22	12,339	31,668
Deudas financieras	18.1	554,832	477,601
Beneficios a empleados	23	5,703	12,251
Total pasivos no corrientes		991,602	785,575
Pasivos corrientes			
Provisiones	22	4,133	2,848
Pasivos por arrendamiento	15	34,868	8,550
Deudas financieras	18.1	61,223	71,731
Salarios y contribuciones sociales	24	17,555	25,120
Impuesto sobre la renta	16	3	58,770
Otros impuestos y regalías	25	36,549	20,312
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	205,055	221,013
Total pasivos corrientes		359,386	408,344
Total pasivos		1,350,988	1,193,919
Total capital contable y pasivos		2,598,003	2,037,979

Estado de variaciones en el capital contable consolidado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital social	Otros instrumentos del capital contable	Reserva legal	Pagos basados en acciones	Reserva para recompra de acciones	Otros resultados integrales acumulados	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2022	517,873	32,144	2,603	40,744	49,465	(8,694)	209,925	844,060
Resultado del año	-	· -	_	_	-		396,955	396,955
Otros resultados integrales del año	-		-	_	-	4,267	-	4,267
Total resultados integrales	-		-	-	-	4,267	396,955	401,222
Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 24 de abril de 2023 ⁽¹⁾ :								
Constitución de reserva legal	-		5,630	_	-	-	(5,630)	-
Constitución de reserva para recompra de acciones	-		-	-	29,859	-	(29,859)	-
Pagos basados en acciones	1		-	1,732(2)	-	-	-	1,733
Saldos al 31 de diciembre de 2023	517,874	32,144	8,233	42,476	79,324	(4,427)	571,391	1,247,015

⁽¹⁾ Ver Nota 21.2.

⁽²⁾ Incluye 23,133 de pagos basados en acciones (Nota 8), neto de cargos por impuestos.

Estado de variaciones en el capital contable consolidado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital social	Otros instrumentos del capital contable	Reserva legal	Pagos basados en acciones	Reserva para recompra de acciones	Otros resultados integrales acumulados	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2021	586,706	- -	-	31,601	-	(5,976)	(47,072)	565,259
Resultado del año Otros resultados integrales del año	-	· -	-	- -	-	(2,718)	269,535	269,535 (2,718)
Total resultados integrales	-	-	-	-		(2,718)	269,535	266,817
Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 26 de abril de 2022 ⁽¹⁾ : Constitución de reserva legal	_	. <u>-</u>	1,255	_	_	_	(1,255)	_
Constitución de reserva para recompra de acciones	-	-	-	-	23,840	-	(23,840)	-
Consejo de Administración del 27 de septiembre de 2022 (2): Reducción de capital social	(39,530)	-	-	-	-		39,530	-
Asamblea General de tenedores de títulos opcionales del 4 de octubre de 2022 ⁽²⁾ : Ejercicio sin pago en efectivo de títulos opcionales	-	32,144 ⁽³⁾	-	-	-		-	32,144
Asamblea General Ordinaria del 7 de diciembre de 2022 (1): Constitución de reserva legal Constitución de reserva para recompra de acciones	- -	- 	1,348	-	25,625	 ; -	(1,348) (25,625)	-
Recompra de acciones (2)	(29,304)	-	-	-	-		-	(29,304)
Pagos basados en acciones	1	-	-	9,143(4)	-	-	-	9,144
Saldos al 31 de diciembre de 2022	517,873	32,144	2,603	40,744	49,465	(8,694)	209,925	844,060

⁽¹⁾ Ver Nota 21.2.

⁽²⁾ Ver Nota 21.1.

⁽³⁾ Incluye 32,894 de ejercicio sin pago en efectivo de títulos opcionales (Nota 18.3 y 18.5.1), neto de 750 relacionados con gastos.

⁽⁴⁾ Incluye 16,576 de pagos basados en acciones (Nota 8), neto de cargos por impuestos.

Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 $\,$

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Flujos de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		396,955	269,535
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo			
Partidas relacionadas con actividades de operación:			
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	1.2.1	27,539	-
(Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	7	-	(36)
Pagos basados en acciones	8	23,133	16,576
(Disminución) incremento neto en provisiones	10.2	(578)	2,790
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	11.3	(18,458)	(33,263)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	11.3	2,387	2,444
Gastos por intereses de arrendamiento	11.3	2,894	1,925
Descuento de activos y pasivos a valor presente	11.3	(2,137)	2,561
Gasto por impuesto sobre la renta	16	148,404	163,979
Beneficios a empleados	23	300	502
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	10.1 / 1.2.1	(89,659)	-
Deterioro de activos de larga duración	3.2.2	24,585	-
Ganancia por acuerdo de farmout	10.1	(24,429)	(18,218)
Ingresos por intereses	11.1	(1,235)	(809)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	11.3	(19,437)	17,599
Depreciaciones y agotamientos	13/15	272,371	231,746
Amortización de activos intangibles	14	4,059	3,116
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	11.2	21,879	28,886
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	11.3	-	30,350
Costo amortizado	11.3	1,810	2,365
Revaluación de deudas financieras	11.3	72,044	52,817
Otros resultados financieros	11.3	26,381	(9,242)
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(81,260)	(34,515)
Inventarios	6.2	2,058	500
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		61,230	40,183
Pagos de beneficios a empleados	23	(283)	(254)
Salarios y contribuciones sociales		(26,441)	2,877
Otros impuestos y regalías		(43,507)	(8,024)
Provisiones		(1,359)	(2,265)
Pago de impuesto sobre la renta		(67,213)	(74,354)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		712,033	689,771

Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		_	
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(688,437)	(479,025)
Pagos por adquisición de activos AFBN	29.2.5	(25,000)	(115,000)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	14	(7,293)	(6,030)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas		(2,176)	(3,466)
Pagos de anticipos por arrendamientos	17	(14,292)	-
Pagos recibidos por acuerdo de farmout	10.1	26,650	20,000
Cobros procedentes de la cesión de activos convencionales	1.2.1	10,000	-
Cobros procedentes de intereses	11.1	1,235	809
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión		(699,313)	(582,712)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Deudas financieras recibidas	18.2	318,169	128,788
Pagos de costos de emisión de deudas financieras	18.2	(1,779)	(1,670)
Pagos de capital	18.2	(211,499)	(195,091)
Pagos de intereses	18.2	(22,993)	(34,430)
Pagos de arrendamientos	15	(36,780)	(11,494)
Recompra de acciones	21.1	-	(29,304)
Pagos de otros costos financieros	11.3	(25,562)	-
Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de		19,556	(143,201)
financiamiento			(110,201)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalentes de efectivo		32,276	(36,142)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año Efecto de la exposición del efectivo y equivalentes de efectivo a cambios	20	241,956	311,217
en la moneda extranjera y otros resultados financieros		(64,716)	(33,119)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalentes de efectivo		32,276	(36,142)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del año	20	209,516	241,956
Transacciones significativas que no generaron flujo de efectivo Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en			
cuentas por pagar y otras cuentas por pagar Bajas por cesión de activos convencionales a través de un incremento en		152,607	138,543
cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Cambios en la obligación de taponamiento y abandono de pozos que	1.2.1	(116,071)	-
impactan en propiedad, planta y equipos	13 / 22.1	(930)	(713)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 1. Información del Grupo

1.1 Información general

Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("VISTA", la "Compañía" o "el Grupo"), anteriormente conocida como Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., fue constituida el 22 de marzo de 2017 como una sociedad anónima de capital variable, de conformidad con la legislación de los Estados Unidos Mexicanos ("México"). El 28 de julio de 2017, la Compañía adoptó la forma de "Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable" ("S.A.B. de C.V."). El 26 de abril de 2022, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., cambió su nombre a "Vista Energy, S.A.B de C.V.".

El 25 de julio de 2019 la Compañía realizó su oferta pública en la Bolsa de Nueva York ("NYSE" por sus siglas en inglés), y comenzó a operar bajo el símbolo "VIST" al día siguiente. En la misma fecha, la Compañía emitió acciones Serie A adicionales en la Bolsa Mexicana de Valores ("BMV") bajo el símbolo de "VISTA".

El objeto social de la Compañía es:

- (i) adquirir, por cualquier medio legal, cualquier tipo de activos, acciones, participaciones en sociedades, intereses de capital o participaciones en cualquier tipo de empresas, sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o cualquier tipo de entidad dentro del sector energético, sean mexicanas o extranjeras o cualquier otra industria;
- (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles, civiles, asociaciones, fideicomisos sean mexicanas o extranjeras o de cualquier otra naturaleza;
- (iii) emitir y colocar acciones representativas de su capital social, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en mercados de valores nacionales o extranjeros;
- (iv) emitir y colocar títulos de suscripción de acciones, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en relación con las acciones que representen su capital social o cualquier otro tipo de valores, en mercados de bolsa nacionales o extranjeros; y
- (v) emitir o colocar instrumentos negociables, instrumentos de deuda o cualquier otra garantía, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en mercados de bolsa nacionales o extranjeros.

La actividad principal de la Compañía es la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural ("Upstream").

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía es titular de las siguientes concesiones de explotación a través de sus subsidiarias:

En Argentina

En la cuenca Neuquina:

- (i) 100% en las concesiones de explotación convencionales (no operadas), que se mencionan a continuación:
 - 25 de Mayo Medanito S.E., ubicada en la Provincia de Río Negro y con vencimiento en 2026;
 - Jagüel de los Machos, ubicada en la Provincia de Río Negro y con vencimiento en 2025;
 - Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, ambas con vencimiento en 2026;
 - Jarilla Quemada (en el área Agua Amarga), ubicada en la Provincia de Rio Negro, con vencimiento en 2040; y
 - Charco del Palenque (en el área Agua Amarga), ubicada en la Provincia de Rio Negro, con vencimiento en 2034.

Todas estas áreas son operadas por Petrolera Aconcagua Energía S.A. ("Aconcagua") (Nota 1.2.1).

- (ii) 100% en las concesiones de explotación no convencionales (operadas), que se mencionan a continuación:
 - Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, ubicadas en la Provincia del Neuquén, ambas con vencimiento 2053;
 - Aguada Federal y Bandurria Norte, ubicadas en la Provincia del Neuquén, ambas con vencimiento 2050.
- (iii) 84.62% en la concesión de explotación convencional Coirón Amargo Norte (operada), ubicada en la Provincia del Neuquén, con vencimiento 2036.
- (iv) 90% en la concesión de explotación no convencional Águila Mora (operada), ubicada en la Provincia del Neuquén, con vencimiento 2054.

En la cuenca Noroeste:

(v) 1.5% en la concesión de explotación convencional Acambuco (no operada), compuesta por los lotes de explotación "San Pedrito" y "Macueta" ubicados en la Provincia de Salta, con vencimiento en 2036 y 2040, respectivamente. Las mismas son operadas por Pan American Energy.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

En México

(i) 100% en el área CS-01 (operada), ubicada en Tabasco, y con vencimiento en 2047.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2023, la Compañía es titular de las siguientes concesiones de transporte, a través de sus subsidiarias:

En Argentina

- (i) 100% en la concesión de Transporte Federal, cuya extensión abarca desde el yacimiento Borde Montuoso (en el área Bajada de Palo Oeste, ubicado en la Provincia del Neuquén) hasta la estación de bombeo La Escondida, con vencimiento en 2053.
- (ii) 100% en la concesión de Transporte Entre Lomas Crudo, cuya extensión abarca desde el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el área Entre Lomas, hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en La Escondida, con vencimiento en 2026.
- (iii) 100% en la concesión de Transporte de crudo 25 de Mayo Medanito S.E., cuya extensión abarca desde el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el área 25 de Mayo-Medanito S.E. (Río Negro), hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en "Medanito", con vencimiento en 2026. Dicha concesión fue cedida a Aconcagua en el acuerdo mencionado en la Nota 1.2.1.
- (iv) 100% en la concesión de Transporte de gas Entre Lomas, cuya extensión es desde el gasoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Gas ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el área Entre Lomas, hasta el punto que interconecta con el sistema troncal de transporte de gas en la Provincia de Río Negro, con vencimiento en 2026. Dicha concesión fue cedida a Aconcagua el acuerdo mencionado en la Nota 1.2.1.
- (v) 100% en la concesión de Transporte de gas Jarilla Quemada, cuya extensión es desde el gasoducto que conecta dicho yacimiento hasta la Estación del Gasoducto Medanito Mainqué, con vencimiento en 2048. Dicha concesión fue cedida a Aconcagua en el acuerdo mencionado en la Nota 1.2.1.

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México, México, Pedregal 24, Piso 4, Colonia Molino del Rey, Alcaldía Miguel Hidalgo, C.P. 11040.

1.2 Transacciones significativas del año

1.2.1 Acuerdo firmado con Aconcagua relacionado con activos convencionales ("cesión de activos convencionales")

El 23 de febrero de 2023, la Compañía aprobó el acuerdo firmado por su subsidiaria Vista Energy Argentina S.A.U. ("Vista Argentina") con Aconcagua por las operaciones de las siguientes concesiones en la Cuenca Neuquina, Argentina ("la Transacción"): (i) concesión de explotación de Entre Lomas, ubicada en la Provincia de Neuquén; (ii) concesión de explotación de Entre Lomas, Jarrilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito S.E., ubicadas en la Provincia de Rio Negro (conjuntamente, las "Concesiones de explotación"); (iii) concesiones de transporte de gas de Entre Lomas y Jarilla Quemada, ubicadas en la Provincia de Río Negro; y (iv) concesión de transporte de crudo 25 de Mayo-Medanito S.E., ubicada en la Provincia de Río Negro (conjuntamente con las Concesiones de explotación, "las Concesiones").

La Transacción consiste en una operación de dos fases, según se describe a continuación:

La Primera Fase o Período Operativo, entró en vigencia el 1 de marzo de 2023 ("Fecha Efectiva") y se mantendrá hasta la "Fecha de Cierre Final", la cual será efectiva: (i) en la fecha en que Vista Argentina haya recibido 4 (cuatro) millones de barriles de crudo y 300 (trescientos) millones de metros cúbicos (m3) estándar de gas natural (9.300 kilocalorías por m3); o (ii) el 28 de febrero de 2027 ("Fecha Límite"), lo que ocurra primero.

En el caso de que Aconcagua no cumpla con el punto (i) antes mencionado y previo a la Fecha Límite, Aconcagua se obliga a pagar la producción no entregada en efectivo según el precio promedio de la Cuenca Neuquina de los últimos 12 (doce) meses.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- La Segunda Fase, se iniciará en la Fecha de Cierre Final, donde Vista Argentina y Aconcagua solicitarán a las Provincias de Río Negro y Neuquén las aprobaciones correspondientes a la cesión de la titularidad de las Concesiones. De esta manera, la Segunda Fase finalizará cuando las Concesiones sean transferidas a Aconcagua mediante aprobación provincial, y la Transacción quedará consumada.

Según los términos de la Transacción, durante el Periodo Operativo, Vista Argentina mantiene la titularidad de las Concesiones y Aconcagua: (i) paga a Vista 26,468 en efectivo (10,000 el 15 de febrero de 2023 ("Fecha de Firma") y 10,734 y 5,734 en marzo 2024 y 2025, respectivamente); (ii) será el operador de las Concesiones sobre una base "as is where is basis"; y (iii) paga el 100% de la participación de Vista en las inversiones de capital, gastos operativos y asume cualquier otro costo, incluidas regalías e impuestos asociados a la operación de las Concesiones (Nota 33).

Mediante el acuerdo de operación conjunta entre ambas partes, se regula la operación de las Concesiones y se establece, entre otras cuestiones, que Vista Argentina retiene el derecho a explorar y desarrollar la formación Vaca Muerta en las Concesiones de explotación; y que puede obtener una o más concesiones no convencionales independientes y separadas para desarrollar dichos recursos.

Adicionalmente, las Partes firmaron acuerdos de comercialización y de tratamiento de gas natural, mediante los cuales Aconcagua se obliga a poner a disposición de Vista Argentina ciertos volúmenes de gas natural adicionales, y a tratar y despachar el gas natural que le corresponde a Vista Argentina.

Finalmente, se acuerda que, en caso de un evento de incumplimiento de las obligaciones asumidas por parte de Aconcagua, que individualmente o en conjunto, superen los 250, Vista Argentina tendrá la facultad de volver a tener el control de la operación de las Concesiones.

Como resultado de la Transacción, la Compañía recibió 10,000 en efectivo y reconoció: (i) un crédito inicial por un monto total de 205,730 en "Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar" dentro de "Créditos relacionados con la cesión de activos convencionales" (Nota 17); (ii) una baja de 120,529 y 5,542 en "Propiedad, planta y equipos" y en "Crédito Mercantil", respectivamente (Nota 13 y 14) y (iii) una ganancia de 89,659 en "Otros ingresos operativos" dentro de "Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales" (Nota 10.1).

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Compañía reconoció 27,539 en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados como "Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales", relacionados principalmente con los costos vinculados con la puesta a disposición de los volúmenes de petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo ("GLP") por parte de Aconcagua en el marco del acuerdo, los cuales fueron descontados del crédito inicial reconocido por la Transacción.

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables materiales

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés).

Los estados financieros consolidados se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido al valor razonable. Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses ("USD") y todos los valores se redondean en miles, excepto cuando se indique lo contrario.

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 11 de marzo de 2024 y se consideran los eventos posteriores hasta dicha fecha. Estos estados financieros serán presentados en la Asamblea General de Accionistas el 23 de abril de 2024. Los accionistas tienen el poder de aprobar y modificar los estados financieros de la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB

2.2.1 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones vigentes emitidas por el IASB, adoptadas por la Compañía

Modificaciones a la NIC 1: Presentación de estados financieros - Revelación de las políticas contables

En febrero de 2021, el IASB publicó modificaciones a la NIC 1 en las que brinda lineamientos para ayudar a las Compañías en la aplicación de juicios de materialidad en las revelaciones de sus políticas contables, sustituyendo el término "significativas" por el requisito de revelar sus políticas contables "materiales".

Según la NIC 1, una política contable es material si, cuando se considera junto con otra información incluida en los estados financieros, puede esperarse que influya en las decisiones que toman los usuarios de los mismos.

Las modificaciones de la NIC 1 están vigentes para los períodos anuales que inicien a partir del 1 de enero de 2023.

Estas modificaciones fueron consideradas en la elaboración de estos estados financieros consolidados de la Compañía.

Modificaciones a la NIC 8: Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores – Definición de estimaciones contables

En febrero de 2021, el IASB publicó modificaciones a la NIC 8, las cuales aclaran la distinción entre cambios en las estimaciones contables, cambios en las políticas contables y la corrección de errores. Además, aclaran cómo las compañías deben utilizar técnicas de medición e información para desarrollar estimaciones contables.

La modificación aclara que los efectos del cambio en una técnica de medición corresponden a un cambio en una estimación contable, siempre y cuando dicho cambio no sea el resultado de la corrección de errores de períodos anteriores.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que inicien a partir del 1 de enero de 2023.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados, dado que las políticas contables de la Compañía son congruentes con las modificaciones mencionadas.

Modificaciones a la NIC 12: Impuesto a las ganancias - Impuesto diferido sobre activos y pasivos derivados de una operación única

El 7 de mayo de 2021, el IASB publicó enmiendas a la NIC 12, relacionadas con activos y pasivos que surgen de una transacción única, y que den lugar al reconocimiento de un activo y de un pasivo simultáneos, tal como es el caso de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos o el reconocimiento inicial de las obligaciones para el taponamiento y abandono de pozos.

Dichas enmiendas tienen como objeto limitar la aplicación de la exención del reconocimiento inicial de activos y pasivos por impuesto diferido en ciertas transacciones únicas.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que inicien a partir del 1 de enero de 2023.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados.

Modificaciones a la NIC 12: Impuesto a las ganancias - Reforma tributaria internacional, modelo del Pilar dos

El 23 de mayo de 2023, el IASB publicó enmiendas a la NIC 12, con el fin de aplicar las reglas de modelo del Pilar dos publicadas por la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico ("OECD" por sus siglas en inglés) las cuales dictan que este modelo es aplicable a empresas multinacionales con ingresos en sus estados financieros consolidados superiores a 750 millones de euros.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las enmiendas del IASB incluyen:

- (i) Una excepción temporal obligatoria a la contabilización de impuestos diferidos derivados de la aplicación jurisdiccional de las normas modelo del pilar dos y;
- (ii) requisitos de revelación de información para las entidades afectadas con el fin de ayudar a los usuarios de la información financiera comprender mejor la exposición de una entidad a los ingresos del modelo del pilar dos, en particular antes de su fecha de entrada en vigor.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que inicien a partir del 1 de enero de 2023 de forma inmediata y retroactivamente, de acuerdo con los principios establecidos en la NIC 8.

La Compañía se encuentra evaluando el impacto de las enmiendas para las subsidiarias que se encuentran en Europa (las cuales no poseen operaciones), ya que en las jurisdicciones principales (Argentina y México) a la fecha de emisión de estos estados financieros aún no se han emitido las regulaciones requeridas.

2.2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB, aún no vigentes

Modificaciones a la NIC 1: Presentación de estados financieros - Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En octubre de 2022, el IASB publicó modificaciones a los ciertos párrafos de la NIC 1 a fin de especificar los requisitos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. Las modificaciones detallan lo siguiente:

- (i) Se aclara el significado del derecho a diferir la cancelación de un pasivo;
- (ii) Que el derecho de diferir debe existir al final del período sobre el que se informa;
- (iii) La clasificación de un pasivo no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza o no su derecho a diferirlo y;
- (iv) Solo si un derivado implícito de una deuda convertible es un instrumento de capital los términos de un pasivo no afectarían su clasificación.

Las modificaciones están vigentes para los períodos anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2024 y se deben aplicar retrospectivamente.

No se espera que estas modificaciones tengan impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía.

Modificaciones a la NIC 7: Estados de flujo de efectivo y NIIF 7: Instrumentos financieros, información a revelar – Revelaciones de acuerdos de financiamiento con proveedores

El 25 de mayo de 2023, el IASB publicó enmiendas a la NIC 7 y NIIF 7, mediante las cuales introduce nuevos requisitos de revelación en las NIIF para mejorar la transparencia y, por lo tanto, la utilidad de la información proporcionada por las entidades sobre los acuerdos de financiamiento con proveedores. Los nuevos requisitos tienen por objeto facilitar una mejor comprensión de los efectos de los acuerdos de financiación con proveedores sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad.

Las modificaciones serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024.

No se espera que estas modificaciones tengan impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía.

Modificaciones a la NIIF 16: Arrendamientos – reconocimiento del pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior

En el mes de septiembre de 2022, el IASB publicó enmiendas a la NIIF 16 relacionadas con el reconocimiento del pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior. La modificación especifica los requisitos que un vendedor-arrendatario debe utilizar para cuantificar el pasivo por arrendamiento que surge en la venta, con el objetivo de que el vendedor-arrendatario no reconozca ninguna ganancia o pérdida relacionada con el derecho de uso que retiene.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las modificaciones serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024, se aplican retrospectivamente y se permite su aplicación anticipada.

No se espera que estas modificaciones tengan impactos en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no posee operaciones de venta con arrendamiento posterior.

2.3 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados comprenden los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias.

2.3.1 Subsidiarias

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Compañía tiene el control, y esto sucede si y sólo si, la misma posee:

- (i) Poder sobre la entidad:
- (ii) Exposición o derechos a rendimientos variables de su participación en la entidad; y
- (iii) La capacidad de usar su poder sobre la entidad para afectar sus rendimientos.

La Compañía revisa si controla o no una entidad si los hechos y las circunstancias indican que hay cambios en 1 (uno) o más de los 3 (tres) elementos de control mencionados anteriormente.

Cuando la Compañía posee menos de la mayoría de los derechos de voto de una entidad en la cual participa, se considera que tiene poder sobre la misma cuando los derechos de voto son suficientes para otorgarle la capacidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la entidad de manera unilateral.

La Compañía evalúa todos los hechos y circunstancias para determinar si los derechos de voto son suficientes para otorgarle poder sobre una entidad, incluyendo:

- (i) Los derechos de voto de la Compañía en relación con el tamaño y la dispersión de las participaciones de los otros titulares de votos;
- (ii) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros titulares de votos u otras partes;
- (iii) Derechos derivados de otros acuerdos contractuales; y
- (iv) Cualquier hecho y circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene o no la capacidad de dirigir las actividades relevantes en el momento en el que se deben tomar decisiones incluidas las reuniones de votación de accionistas.

Las actividades relevantes son aquellas que afectan significativamente el desempeño de la subsidiaria, tales como la capacidad de aprobar el presupuesto operativo y de capital; la facultad de nombrar al personal clave de la Gerencia. Estas son decisiones que demuestran que la Compañía tiene derechos para dirigir las actividades relevantes de una subsidiaria.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que la Compañía adquiere el control sobre ellas hasta la fecha en que dicho control termina. Específicamente, los ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o dispuesta durante el año se incluyen en el estado de resultados y otros resultados integrales a partir de la fecha en la que se obtiene el control hasta la fecha en que se cede o pierde el control de la subsidiaria.

Las transacciones, saldos y resultados entre compañías del Grupo se eliminan. Cuando es necesario se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para alinear sus políticas contables con las políticas contables de la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

A continuación, se detallan las principales subsidiarias de la Compañía:

	Participación accionaria de la Compañía		T	
Nombre de la Subsidiaria	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	Lugar de operación	Actividad principal
Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. ("Vista Holding I")	100%	100%	México	Inversora
Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. ("Vista Holding II")	100%	100%	México	Exploración y producción (1)
Vista Energy Holding III, S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios
Vista Energy Holding IV, S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios
Vista Oil & Gas Holding V B.V.	100%	100%	Países Bajos	Inversora
Vista Holding VII S.á.r.l.	100%	100%	Luxemburgo	Inversora
Vista Argentina	100%	100%	Argentina	Exploración y producción (1)
Aleph Midstream S.A. ("Aleph")	100%	100%	Argentina	Servicios (2)
Aluvional S.A. ("Aluvional")	100%	100%	Argentina	Minería e Industria
AFBN S.R.L. ("AFBN")	100%	100%	Argentina	Exploración y producción (1)
VX Ventures Asociación en Participación	100%	100%	México	Inversora

⁽¹⁾ Se refiere a la exploración y producción de gas natural y petróleo crudo.

2.3.2 Cambios en la participación

Los cambios en las participaciones de la Compañía en sus subsidiarias, que no resultan en una pérdida de control sobre las mismas, se contabilizan como transacciones de capital. Los valores en libros de las participaciones de la Compañía se ajustan para reflejar los cambios en sus participaciones en las subsidiarias.

Cuando la Compañía deja de consolidar o contabilizar una subsidiaria por una pérdida de control, control conjunto o influencia significativa; cualquier participación retenida en la entidad se vuelve a medir a su valor razonable y el cambio en el valor en libros se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales. Este valor razonable se convierte en el valor en libros inicial para los fines de contabilizar posteriormente la participación retenida como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Adicionalmente, cualquier monto previamente reconocido en otro resultado integral con respecto a esa entidad se contabiliza como si la Compañía hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados. Esto puede significar que los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifican al resultado.

Si la participación en un negocio conjunto o una asociada se reduce, pero se retiene el control conjunto o la influencia significativa, solo una parte proporcional de los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifica al resultado.

2.3.3 Acuerdos conjuntos

De acuerdo con la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos, las inversiones se clasifican como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, dependiendo de los derechos y obligaciones contractuales. La Compañía posee operaciones conjuntas, pero no tiene negocios conjuntos.

⁽²⁾ Incluye operaciones destinadas a la captación, tratamiento, transporte y distribución de hidrocarburos y sus derivados

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el acuerdo. El control conjunto existe cuando las decisiones sobre las actividades del negocio requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Cuando la Compañía realiza sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, la Compañía como un operador conjunto debe reconocer en proporción a su participación en el acuerdo conjunto:

- (i) Activos y pasivos que mantiene conjuntamente;
- (ii) Ingresos por la venta de su parte de la producción derivada de la operación conjunta;
- (iii) Su participación en los ingresos por la venta de la producción por la operación conjunta; y
- (iv) Sus gastos, incluida la parte de los gastos incurridos conjuntamente.

La Compañía contabiliza los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de acuerdo con las NIIF aplicables a los activos, pasivos, ingresos y gastos particulares. Estos se han incorporado en los estados financieros consolidados en los rubros correspondientes. La participación en operaciones conjuntas se basa en los últimos estados financieros disponibles o información financiera al final de cada año, teniendo en cuenta los eventos y transacciones posteriores significativos, así como la información de gestión disponible. De ser necesario, se realizan ajustes a los estados financieros o a la información financiera de la operación conjunta para que sus políticas contables se ajusten a las políticas contables de la Compañía.

Para mayor información sobre las operaciones conjuntas en las que participa la Compañía ver Notas 1.1 y 29.

2.4 Resumen de las políticas contables materiales

2.4.1 Información por segmento

Los segmentos operativos se informan de manera consistente con los informes internos proporcionados al Comité de Dirección Ejecutivo ("el comité" o el "Chief Operating Decision Maker" o "CODM" por sus siglas en inglés).

El CODM, es la máxima autoridad en la toma de decisiones, responsable de asignar recursos y establecer el desempeño de los segmentos operativos de la entidad, y ha sido identificado como el órgano que ejecuta las decisiones estratégicas de la Compañía.

2.4.2 Propiedad, planta y equipos y activos intangibles

Propiedad, planta y equipos

La propiedad, planta y equipos se miden utilizando el modelo del costo, en el cual, el activo se valúa al costo menos la depreciación y cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los costos subsecuentes se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, solo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados fluyan a la Compañía y el costo del mismo pueda ser medido de manera confiable, o en caso contrario dichos costos se reconocen en el resultado en el momento en el que se incurren.

Las obras en curso se registran al costo, menos cualquier pérdida por deterioro, si correspondiese.

Las ganancias y pérdidas por la venta de un activo de propiedad, planta y equipos se determinan comparando la contraprestación recibida con el valor en libros, a la fecha en la cual se generó la transacción.

2.4.2.1 Métodos de depreciación y vidas útiles

Las vidas útiles estimadas, los valores residuales y el método de depreciación se revisan al final de cada período y cualquier cambio se reconoce de forma prospectiva. Se considera que un activo se deteriora, cuando su valor en libros es mayor a su valor recuperable.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía amortiza los costos de perforación aplicables a pozos productivos y en desarrollo, los pozos productivos y las instalaciones de producción, de acuerdo con el método de las unidades de producción ("UDP"), aplicando la proporción de petróleo crudo y gas natural producido a las reservas de petróleo crudo y gas natural probadas y desarrolladas, según corresponde. La propiedad minera se amortiza aplicando la proporción de petróleo crudo y gas natural producido al total estimado de las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural.

Los costos de adquisición de propiedades con reservas no probadas se valúan al costo, y la recuperabilidad se evalúa periódicamente, con base en estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas y recursos que se esperan que se prueben durante la vida de cada concesión y no se deprecian.

Los costos capitalizados relacionados con la adquisición de propiedades y la extensión de concesiones con reservas probadas se deprecian por campo sobre una base de UDP al aplicar la proporción de petróleo crudo y gas natural producido a las reservas probadas totales de petróleo y gas estimadas (Nota 2.4.2.3).

Los elementos restantes de propiedad, planta y equipos de la Compañía (incluido cualquier componente identificable significativo) se deprecian por el método de línea recta en función de las vidas útiles estimadas, como se detalla a continuación:

Edificios	50 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Muebles y útiles	10 años
Rodados	5 años
Equipamiento de computación	3 años

Los terrenos no se deprecian.

2.4.2.2 Activos para el desarrollo y explotación de petróleo y gas

La Compañía utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar sus actividades de exploración y producción de petróleo y gas.

Este método implica la capitalización de: (i) el costo de adquisición de propiedades en áreas de exploración y producción de petróleo y gas; (ii) el costo de perforación y equipamiento de pozos exploratorios que resultan en el descubrimiento de reservas comercialmente recuperables; (iii) el costo de perforación y equipamiento de los pozos de desarrollo; y (iv) las obligaciones estimadas por taponamiento y abandono de pozos.

La actividad de exploración y evaluación implica la búsqueda de recursos de hidrocarburos, la determinación de su factibilidad técnica y la evaluación de la viabilidad comercial de un recurso identificado.

De acuerdo con el método del esfuerzo exitoso; los costos de exploración tales como los costos Geológicos y Geofísicos ("G&G"), excluyendo los costos de los pozos exploratorios y 3D sísmico en las concesiones de explotación, se registran en el gasto en el período en que se incurren.

Todos estos costos capitalizados están sujetos a una revisión técnica, comercial y administrativa; y una revisión de los indicadores de deterioro al cierre de cada periodo de reporte. Cuando se tiene información suficiente de parte de la Gerencia que indique la existencia de indicios de deterioro, la Compañía realiza una prueba de deterioro de acuerdo con las políticas descriptas en la Nota 3.2.2.

Las obligaciones de taponamiento y abandono de pozos estimadas iniciales en áreas de hidrocarburos, descontadas a una tasa ajustada por riesgo, se capitalizan en el costo de los activos y se amortizan utilizando el método de UDP. Adicionalmente, se reconoce un pasivo por el valor estimado de los montos a pagar descontados. Los cambios en la medición de estas obligaciones como consecuencia de cambios en el tiempo estimado; el costo o la tasa de descuento, se agregan o se deducen del costo del activo relacionado.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.2.3 Derechos y Concesiones

Los derechos y las concesiones son registradas como parte de propiedad, planta y equipos y se amortizan en función de las UDP sobre el total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas del área correspondiente. El cálculo de la tasa de UDP para la depreciación / amortización de los costos de desarrollo toma en cuenta los gastos incurridos hasta la fecha, junto con los gastos de desarrollo futuros autorizados.

2.4.2.4. Activos intangibles

a. <u>Crédito mercantil</u>

El crédito mercantil es el resultado de la combinación de negocios y representa el exceso de la contraprestación transferida sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos. Después del reconocimiento inicial, el crédito mercantil se mide al costo menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

A efectos de las pruebas de deterioro, el crédito mercantil se asigna a partir de la fecha de adquisición a cada una de las unidades generadoras de efectivo ("UGE"), las cuales representan el nivel más bajo dentro de la Compañía en la cual se monitorea el crédito mercantil para fines de gestión interna. El crédito mercantil está sujeto a una revisión de los indicadores de deterioro una vez al año.

Cuando el crédito mercantil se ha asignado a una UGE y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, el crédito mercantil asociado con esa operación eliminada es incluida dentro del valor en libros de esa operación para determinar la ganancia o pérdida por disposición.

b. Otros activos intangibles

Los otros activos intangibles adquiridos de forma separada se miden siguiendo el modelo del costo donde, después del reconocimiento inicial, el activo se valúa al costo menos la amortización y cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los activos intangibles se deprecian por el método de línea recta, las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica estimada de 3 (tres) años. La amortización de estos activos se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

La vida útil estimada, el valor residual y el método de amortización se revisa al final de cada período y cualquier cambio se reconoce de forma prospectiva. Se considera que un activo se deteriora, cuando su valor en libros es mayor a su valor recuperable.

2.4.3 Arrendamientos

La Compañía tiene contratos de arrendamientos para ciertos rubros como edificios, instalaciones y maquinaria, que reconoce bajo NIIF 16.

La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los mismos se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, y se ajustan por cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento. El costo de estos activos incluye el monto de los pasivos reconocidos, los costos directos iniciales incurridos y los pagos realizados en la fecha de inicio o antes. A menos que la Compañía esté razonablemente segura de obtener la propiedad del activo arrendado al final del plazo del contrato, estos activos se deprecian en línea recta durante el período más corto de su vida útil estimada y el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro. Para mayor información con respecto a la política contable para evaluar el deterioro de activos no financieros distintos al crédito mercantil ver Nota 3.2.2.

La Compañía reconoce los pasivos de arrendamiento medidos al valor presente de los pagos que se realizarán durante el plazo del mismo. Estos pagos incluyen montos fijos, montos variables que dependen de un índice o una tasa, e incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra y los pagos de multas por rescindir un contrato de arrendamiento. La Compañía determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del mismo, junto con cualquier período posible de extensión, si es razonablemente cierto que se ejerza. Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, la Compañía utiliza la tasa de interés implícita en el arrendamiento.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Después de la fecha de inicio el monto del pasivo se incrementará para reflejar el devengamiento de intereses y se reducirá por los pagos realizados. Además, el valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, en los pagos o un cambio en la evaluación para comprar el activo subyacente.

La Compañía aplica la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo (es decir, que tienen un plazo de 12 (doce) meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento de activos que se consideran individualmente de bajo valor. Los pagos de arrendamiento de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

2.4.4 Deterioro de activos no financieros distintos al crédito mercantil

Los otros activos no financieros con vida útil definida se someten a pruebas de deterioro cuando existen indicios de que el valor en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro del valor cuando el valor en libros del activo excede su valor recuperable. El valor recuperable es el mayor entre: (i) el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y; (ii) el valor de uso.

Con el fin de evaluar el deterioro, los activos se agrupan en los niveles más bajos para los cuales existen flujos de efectivo identificables por separado, que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos UGE. Los activos no financieros que han sido amortizados son revisados para una posible reversión del deterioro al final de cada período de reporte.

Para mayor información sobre el deterioro de activos no financieros distintos al crédito mercantil ver Nota 3.2.2.

2.4.5 Conversión de moneda extranjera

2.4.5.1 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional, que corresponde a la moneda del entorno económico primario en el que opera la Compañía y sus subsidiarias, es el USD. La determinación de la moneda funcional involucra la realización de ciertos juicios. La Compañía reconsidera la moneda funcional si hay un cambio en las condiciones que sea determinante para el entorno económico primario.

La moneda de presentación de la Compañía es el USD.

2.4.5.2 Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional ("moneda extranjera") quedan registradas al tipo de cambio de la fecha de cada transacción. Las ganancias y pérdidas resultantes de la liquidación de cualquier transacción y de la conversión al tipo de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en "Otros resultados financieros" dentro de "Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta".

Los saldos monetarios en moneda extranjera se convierten al cierre de cada año al tipo de cambio oficial de cada país.

2.4.6 Instrumentos financieros

2.4.6.1 Activos financieros

2.4.6.1.1 Clasificación

(i) Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros se clasifican y se miden al costo amortizado cuando: (i) el objetivo de la Compañía es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y (ii) los términos contractuales, en fechas específicas, tienen flujos de efectivo que son únicamente pagos del capital e intereses sobre el principal pendiente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

(ii) Activos financieros a valor razonable

Los activos financieros se clasifican y se miden a valor razonable con cambios en otros resultados integrales consolidados, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros. En cambio se mide a valor razonable con cambios a resultados si alguno de los criterios mencionados anteriormente no se ha cumplido.

2.4.6.1.2 Reconocimiento y medición

En el reconocimiento inicial, la Compañía mide un activo financiero a su valor razonable más los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del mismo.

La Compañía reclasifica los activos financieros si y solo si se modifica el objetivo con respecto a la administración de los mismos.

2.4.6.1.3 Deterioro de activos financieros

La Compañía reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas ("ECL" por sus siglas en inglés) para todos los activos financieros que no se mantienen a valor razonable con cambios en resultados. Las ECL se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos y todos los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir.

Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, la Compañía calcula una reserva para ECL en cada fecha de reporte.

Las pérdidas crediticias esperadas en las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, se estiman caso por caso en función de la experiencia de incumplimiento del deudor y de un análisis de la situación financiera actual del mismo; el cual es ajustado por las condiciones económicas generales de la industria; su evaluación actual y un pronóstico de la Gerencia de las condiciones existentes a la fecha de reporte.

La Compañía reconoce el deterioro de un activo financiero cuando los pagos contractuales están vencidos a más de 90 (noventa) días, o bien cuando la información interna o externa indica que es poco probable que reciba los montos contractuales pendientes. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

2.4.6.1.4 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se exponen separados en el estado de situación financiera consolidado a menos que se cumplan los siguientes criterios: (i) la Compañía tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; (ii) y la Compañía pretende liquidar sobre una base neta o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente. Un derecho de compensación es aquel que tiene la Compañía para liquidar un importe a pagar a un acreedor aplicando contra él un importe a cobrar de la misma contraparte.

La jurisdicción y las leyes aplicables a las relaciones entre las partes se consideran al momento de evaluar si existe un derecho vigente legalmente exigible a la compensación.

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

Los instrumentos de pasivo y capital emitidos por la Compañía se clasifican como pasivos financieros o capital de acuerdo a la naturaleza del contrato y su definición.

(i) Pasivos financieros

Una obligación contractual se clasifica como un pasivo financiero y se mide a valor razonable con cambios en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se pueden medir al costo amortizado (utilizando el método de interés efectivo) o al valor razonable con cambios en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El método de interés efectivo se utiliza para calcular el costo amortizado y para asignar gastos de intereses durante el período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta los pagos futuros en efectivo estimados a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero.

La Compañía reconoce la cancelación de un pasivo financiero cuando sus obligaciones se liberan, cancelan o expiran. La diferencia entre el importe en libros de dicho pasivo financiero y la contraprestación pagada, se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro en términos sustancialmente diferentes; o bien los términos de un pasivo existente se modifican significativamente, dicho intercambio o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores contables respectivos se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Los pasivos financieros suscriptos en Unidades de Valor Adquisitivo ("UVA") son actualizados a su Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER") a cada fecha de cierre, reconociendo los efectos en "Otros resultados financieros" dentro de "Revaluación de deudas financieras".

(ii) Instrumentos de capital

Un instrumento de capital es cualquier contrato que evidencia una participación en los activos netos de una entidad, y se reconocen por el monto erogado por dicho instrumento, netos de los costos directos de emisión.

(iii) Instrumentos compuestos

Las partes componentes de los instrumentos compuestos emitidos por la Compañía se clasifican por separado como pasivos financieros e instrumentos de capital de acuerdo con la sustancia de los acuerdos contractuales y las definiciones de un pasivo financiero y un instrumento de capital. Un instrumento de capital es una opción de conversión que se liquidará mediante el intercambio de una cantidad fija de efectivo u otro activo financiero por un número fijo de los instrumentos de capital propios de la Compañía.

El valor razonable del componente del pasivo, si lo hubiera, se estima utilizando la tasa de interés de mercado prevaleciente para instrumentos no convertibles similares. Esta cantidad se registra como un pasivo sobre una base de costo amortizado utilizando el método de interés efectivo hasta que se extinga al momento de la conversión o en la fecha de vencimiento del instrumento.

Una opción de conversión clasificada como capital se determina deduciendo el monto del componente del pasivo del valor razonable del instrumento compuesto en su totalidad. Esto se reconoce e incluye en el capital, neto de los efectos del impuesto sobre la renta y no se vuelve a medir posteriormente. Además, la opción de conversión clasificada como instrumento de capital permanece en el capital hasta que se ejerce la opción de conversión, en cuyo caso, el saldo reconocido en el capital se transfiere a otra cuenta de capital. Cuando la opción de conversión no se ejerce en la fecha de vencimiento de las obligaciones negociables, el saldo reconocido en el capital se transfiere a las ganancias acumuladas. No se reconoce ninguna ganancia o pérdida en resultados luego de la conversión o vencimiento de la opción de conversión.

Los costos de transacción relacionados con la emisión de los instrumentos compuestos se asignan a los componentes de pasivo y capital en proporción a la asignación de los recursos brutos. Los costos de transacción relacionados con el componente de capital se reconocen directamente en el capital. Los costos de transacción relacionados con el componente de pasivo se incluyen en el importe en libros del componente de pasivo y se amortizan durante la vida de las obligaciones negociables utilizando el método de interés efectivo.

2.4.7 Reconocimiento de ingresos por contratos con clientes y otros ingresos

2.4.7.1 Ingresos por ventas a clientes

Los ingresos que surgen de la venta de petróleo crudo, gas natural y GLP se reconocen en el momento en el que el control de los bienes se transfiere al cliente cuando se entrega el inventario. Los mismos reflejan la contraprestación a la que la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes. Al 31 de diciembre de 2023, el plazo normal de crédito es de 19 días para las ventas de petróleo crudo y de 50 días para las ventas de gas natural y GLP. La Compañía ha llegado a la conclusión de que actúa como principal en sus acuerdos de ingresos porque normalmente controla los bienes antes de transferirlos al cliente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

En la Nota 5.1 se han desglosado los ingresos por (i) tipo de productos y; (ii) canales de distribución. Todos los ingresos de la Compañía se reconocen en un momento determinado.

2.4.7.2 Saldos contractuales

Activos contractuales

Un activo contractual es el derecho a una contraprestación a cambio de bienes o servicios transferidos al cliente. En caso de que la transferencia de bienes o servicios se realice antes de recibir el pago y/o la contraprestación acordada, se reconoce un activo contractual por la misma. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía no tiene activos contractuales.

Pasivos contractuales

Un pasivo contractual es la obligación de transferir bienes o servicios a un cliente por el cual la Compañía ha recibido una contraprestación. Si un cliente paga una contraprestación antes de que la Compañía transfiera bienes o servicios, se reconoce un pasivo contractual. Cuando la Compañía se desempeña conforme al contrato, los pasivos se reconocen como ingresos. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la Compañía no tiene pasivos contractuales.

2.4.7.3 Otros ingresos operativos

Los otros ingresos operativos incluyen principalmente: (i) ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales (Nota 1.2.1); (ii) ganancia por el Programa de Incremento Exportador (Nota 2.5.1.1); (iii) ganancia por acuerdo de *farmout* (Nota 29.2.1.1 y 29.2.1.2) y; (iv) otros ingresos por servicios a terceros que no se vinculan directamente con la actividad principal. La Compañía reconoce los ingresos por la prestación de servicios a lo largo del tiempo, utilizando un método de entrada para medir el progreso hacia la satisfacción completa del servicio, porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios proporcionados por la Compañía.

2.4.8 Inventarios

Los inventarios se componen de existencias de petróleo crudo y materiales y repuestos, y se miden al menor entre el costo y el valor neto de realización.

El costo de los inventarios de petróleo crudo incluye los gastos incurridos en la producción y otros costos necesarios para llevarlos a su ubicación y condición necesarios para la venta. El costo de los materiales y repuestos se determina utilizando el método de Precio Promedio Ponderado.

El valor neto de realización se define como el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos directos estimados para realizar la venta.

La evaluación del valor recuperable de estos activos se realiza en cada fecha de reporte, y la pérdida resultante se reconoce en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales.

Los materiales y repuestos significativos que la Compañía espera utilizar durante los próximos 12 (doce) meses, se incluyen en el rubro "Propiedad, planta y equipos".

2.4.9 Efectivo y equivalentes de efectivo

Para efectos de presentación del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y el equivalentes de efectivo incluyen: (i) la caja disponible en bancos; (ii) los depósitos a la vista mantenidos en instituciones financieras; y (iii) otras inversiones a corto plazo de gran liquidez; con vencimientos originales de 3 (tres) meses o menos, fácilmente convertibles a efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en el valor.

En caso de existir sobregiros bancarios, los mismos se exponen dentro de los pasivos corrientes en el estado de situación financiera consolidado. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo consolidado ya que no forman parte de las disponibilidades de la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.10 Capital contable

Los movimientos de capital se han contabilizado de acuerdo con las normas legales o reglamentarias; y las políticas contables y decisiones de la Compañía.

a. Capital social

El capital social está compuesto por las contribuciones que realizaron los accionistas. El mismo, está representado por acciones en circulación a valor nominal e integrado por acciones Serie A y C.

b. Otros instrumentos del capital contable

Los otros instrumentos del capital contable se vinculan con el capital social generado por el ejercicio sin pago en efectivo de los títulos opcionales, que permite a los tenedores de los mismos obtener 1 (una) acción Serie A, por cada 31 (treinta y un) títulos opcionales de los que sean propietarios (Nota 21.1).

c. Reserva legal

La reserva legal de acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas surge de la asignación de al menos el 5% de la utilidad neta del año, utilizando como base los Estados Financieros no consolidados de la Compañía, y la misma debe incrementarse hasta alcanzar el 20% del capital social.

d. Reserva para recompra de acciones

La reserva para recompra de acciones, está vinculada con la creación de un fondo para la adquisición de acciones propias de la Compañía, la cual está sujeta a las disposiciones de la Ley de Mercado de Valores de México; y debe ser aprobada por el Consejo de Administración de la Compañía, cumpliendo los siguientes requisitos:

- (i) debe efectuarse en alguna bolsa de valores autorizada en México;
- (ii) debe realizarse a precio de mercado, a menos que se trate de ofertas públicas autorizadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores ("CNBV").

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas acordará el monto máximo de recursos que la Compañía podrá destinar a la recompra de acciones.

e. Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales incluyen ganancias y pérdidas actuariales vinculados con la remedición de los planes de beneficios definidos a empleados y el efecto fiscal relacionado.

f. Utilidades (pérdidas) acumuladas

Los resultados acumulados comprenden las utilidades o pérdidas de años anteriores que no fueron distribuidas, los montos transferidos de otros resultados integrales y los ajustes de años anteriores. Los mismos pueden ser distribuibles como dividendos por decisión de la Compañía, siempre y cuando no estén sujetas a restricciones legales o contractuales.

De manera similar, a los efectos de las reducciones de capital, estas distribuciones estarán sujetas a la determinación del impuesto sobre la renta de acuerdo con la tasa aplicable, a excepción del capital social contribuido recalculado o si estas distribuciones provienen de la Cuenta de Utilidad Fiscal Neta ("CUFIN").

2.4.11 Beneficios para empleados

2.4.11.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por salarios y contribuciones sociales que se esperan liquidar dentro de los 12 (doce) meses posteriores al cierre del período se reconocen por los montos que se esperan pagar; y se exponen en el rubro de "Salarios y contribuciones sociales" corrientes en el estado de situación financiera consolidado.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los costos relacionados con las ausencias compensadas, como las vacaciones, se reconocen a medida que se devengan.

En México, la participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía ("PTU") se paga a empleados calificables; y se calcula utilizando la misma base imponible del impuesto sobre la renta, excepto por lo siguiente:

- (i) La participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía, pagados durante el año, ni las pérdidas fiscales pendientes de aplicar de años anteriores; y
- (ii) Los pagos que a su vez sean exentos para los empleados.

La PTU se registra en los resultados del año en que se causa y se presenta en el rubro correspondiente, en el estado consolidado de resultados y otros resultados integrales.

Derivado de la reforma a la Ley Federal del Trabajo en México, se establece un límite al monto a pagar por concepto de participación en las utilidades a los trabajadores, el cual indica que el monto de la PTU asignada a cada trabajador no podrá exceder el equivalente a 3 (tres) meses de su salario vigente, o la PTU promedio percibida por el empleado en los 3 (tres) años anteriores, la que sea mayor. Si la PTU determinada es menor o igual a este límite, la PTU causada será la que se determine aplicando el 10% de la renta gravable o imponible de la empresa. Si la PTU causada es superior al límite, el límite aplicará y ésta deberá considerarse como la PTU causada del período.

2.4.11.2 Beneficios a empleados

La Compañía mantiene un plan de beneficios definidos descripto en la Nota 23. Dicho plan consiste en una cantidad de prestaciones de pensión que un empleado recibirá al jubilarse, dependiendo de 1 (uno) o más factores, como la edad, los años de servicio y la compensación. De acuerdo con las condiciones establecidas en cada plan, el beneficio puede consistir en un pago único o en pagos complementarios a los que realiza el sistema de pensiones.

El costo de los planes de beneficios definidos a empleados se reconoce periódicamente de acuerdo con las contribuciones realizadas por la Compañía.

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los períodos en que los empleados prestan los servicios que originan la contraprestación.

El pasivo por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera consolidado es el valor actual de la obligación por prestaciones definidas, neta del valor razonable de los activos del plan. La obligación del beneficio definido se calcula por lo menos al cierre de cada año, por actuarios independientes, utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por prestaciones definidas se determina descontando las salidas futuras de efectivo estimadas utilizando suposiciones actuariales futuras sobre las variables demográficas y financieras que afectan la determinación del monto de dichas prestaciones.

Las ganancias y pérdidas actuariales derivadas de los cambios en los supuestos actuariales se reconocen en otros resultados integrales en el período en que surgen y no podrán ser reclasificados a resultados en períodos posteriores; así mismo los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales consolidado.

2.4.12 Costos de financiamiento

Los costos de financiamiento ya sean generales o específicos, directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos que necesariamente requieren de un período prolongado de tiempo para su finalización, son incluidos como parte del costo de adquisición de dichos activos hasta el momento en que los mismos se encuentran listos para el uso esperado o en las condiciones necesarias para su venta.

Los ingresos devengados por inversiones temporales de préstamos específicos se deducen de los costos de financiamiento que reúnen las condiciones para su capitalización. Otros costos financieros se contabilizan en el período en que se incurren.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía no ha capitalizado ningún costo de financiamiento dado que no tuvo activos calificables, excepto por los intereses generados por el descuento a valor actual del pasivo por arrendamiento revelados en la Nota 15.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.13 Provisiones y pasivos contingentes

La Compañía reconoce las provisiones cuando se cumplen las siguientes condiciones: (i) se 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 después 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.

2.4.13.1 Provisión para contingencias

Las provisiones para contingencias se miden al valor actual de los importes que se esperan 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 se encuentra a disposición de la Compañía, las estimaciones se revisan y ajustan periódicamente.

Los pasivos contingentes son: (i) posibles obligaciones que surgen de eventos pasados y cuya existencia se confirmará solo por la ocurrencia o no de eventos futuros inciertos que no están totalmente bajo el control de la entidad; o (ii) obligaciones actuales que surgen de eventos pasados, pero no es probable que se requiera una salida de recursos para su liquidación; o cuya cantidad no se puede medir con suficiente fiabilidad.

Los pasivos contingentes, cuya probabilidad es remota, no se revelan.

2.4.13.2 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.

En general, la obligación surge cuando se instala el activo o se altera el terreno o ambiente en la ubicación de los pozos.

Cuando se reconoce inicialmente el pasivo, el valor actual de los costos estimados se capitaliza, aumentando el valor en libros de los activos relacionados a la extracción de petróleo crudo y gas natural en la medida en que se hayan incurrido como consecuencia del desarrollo o construcción de los pozos.

Las provisiones adicionales que surgen debido a un mayor desarrollo o construcción de los pozos e instalaciones de producción de petróleo crudo y gas natural incrementan el costo del activo correspondiente al momento de originarse el pasivo.

Los cambios en el tiempo estimado o el costo de taponamiento y abandono de pozos se tratan de manera prospectiva, registrando un ajuste a la provisión y al activo correspondiente.

2.4.13.3 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.

El monto reconocido es la mejor estimación del gasto requerido para cancelar la obligación. Si el efecto del valor tiempo del dinero es material, se reconoce al valor actual del gasto futuro estimado. El efecto de dicha estimación se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.14 Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta del período incluye el impuesto sobre la renta corriente y el impuesto sobre la renta diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultado integral consolidado, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital contable.

Los activos y pasivos por impuestos corriente y diferido no se han descontado, y se expresan a sus valores nominales.

Las tasas de impuesto sobre la renta vigentes en Argentina y México al 31 de diciembre de 2023 y 2022 son del 35% y 30%, respectivamente. Para mayor información ver Nota 16, 30.1 y 30.3.

2.4.14.1 Impuesto sobre la renta corriente

El impuesto sobre la renta corriente del año se calcula en base a las leyes tributarias vigentes promulgadas por la autoridad tributaria correspondiente.

La Compañía evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación. Cuando los tratamientos fiscales son inciertos y se considera probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, los impuestos sobre la renta se reconocen de acuerdo con sus cálculos e interpretaciones. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando el monto más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

La Compañía opera en varias jurisdicciones y se rige en base a las leyes vigentes promulgadas por cada autoridad tributaria. Existen algunas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final del impuesto es incierta, ya que hay situaciones en las que la regulación fiscal está sujeta a interpretación por parte de la Compañía.

2.4.14.2 Impuesto sobre la renta diferido

El impuesto sobre la renta diferido se reconoce, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus valores en libros en los estados financieros.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el período en que se liquiden los mismos, sobre la base de las tasas impositivas (y leyes fiscales) que se han promulgado al final del período en que se reporta.

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido solo se compensan cuando existe un derecho legalmente exigible; y se relacionan con los impuestos sobre la renta aplicados por la misma autoridad tributaria.

Los activos por impuesto sobre la renta diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la ganancia fiscal futura esté disponible y se pueda usar contra diferencias temporarias. El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada período y se reduce en la medida en que ya no sea probable que haya suficientes ganancias futuras para permitir la recuperación total o parcial del activo.

2.4.15 Pagos basados en acciones

La Compañía otorga a algunos empleados una remuneración en acciones; mediante la cual estos últimos prestan servicios y reciben como contraprestación instrumentos de capital ("Transacciones con pagos basados en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital").

Transacciones con pagos basados en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital

El costo de dichas transacciones se determina por el valor razonable en la fecha de otorgamiento utilizando un modelo de valuación adecuado (Nota 31).

Dicho costo se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales en el rubro "Gastos generales y de administración" en la línea "Pagos basados en acciones", cuya contrapartida es el aumento en el capital contable durante el período en que se cumple el servicio y las condiciones de rendimiento se cumplen.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El 22 de marzo de 2018 la Compañía aprobó un Plan de Incentivos a Largo Plazo ("LTIP" por sus siglas en inglés) cuyo objetivo es atraer y retener a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores. El LTIP incluye los siguientes mecanismos para recompensar y retener al personal clave:

(i) Opción de compra de acciones ("SOP" por sus siglas en inglés) (liquidadas mediante instrumentos de capital)

El plan de opción de compra de acciones otorga al participante el derecho de comprar una cantidad de acciones durante un período de tiempo. El costo del plan de compra de acciones liquidado con capital se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del plan. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Gastos generales y de administración" en la línea "Pagos basados en acciones".

(ii) Acciones restringidas ("RS" por sus siglas en inglés) (liquidadas mediante instrumentos de capital)

El plan de acciones restringidas otorga al participante, beneficios adicionales a través de un plan que se ha clasificado como pagos basados en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital. El costo de este se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del mismo. El costo de compensación liquidado en el capital se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Gastos generales y de administración" en la línea "Pagos basados en acciones".

(iii) Acciones restringidas de rendimiento ("PRS" por sus siglas en inglés) (liquidadas mediante instrumentos de capital)

El plan de acciones restringidas de rendimiento otorga al participante, el derecho de recibir PRS después de haber alcanzado ciertos objetivos de rendimiento durante un período de servicio. PRS ha sido clasificado como pagos basados en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital. El costo del mismo se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del mismo. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Gastos generales y de administración" en la línea "Pagos basados en acciones".

2.4.16 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía tiene influencia significativa, la cual otorga el poder de participar en las decisiones de las políticas financieras y operativas de la asociada, pero no posee control sobre la misma. Las consideraciones con respecto al control e influencia significativa son similares a las efectuadas por la Compañía con respecto a sus subsidiarias (Nota 2.3.1).

Se consideran asociadas aquellas inversiones en las que se tiene influencia significativa, sin llegar a tener control.

Las inversiones en asociadas se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, utilizando el método de participación, a través del cual se registra la participación en los resultados y en el capital contable. El método de participación es aplicado desde la fecha en que se tiene influencia significativa sobre las asociadas.

Los estados financieros de las compañías asociadas utilizados para aplicar el método de participación fueron preparados considerando el mismo período contable al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y las mismas políticas contables que las utilizadas en la elaboración de estos estados financieros consolidados.

La participación de la Compañía en las utilidades o pérdidas netas de las asociadas, posteriores a la adquisición, se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

La Compañía valuó las inversiones en asociadas al costo de adquisición sin reconocimiento del método de participación, por 8,619 y 6,443 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.17 Empresa en marcha

El Consejo de Administración supervisa periódicamente la posición de efectivo del Grupo y los riesgos de liquidez a lo largo del año para garantizar que tenga fondos suficientes para cumplir con los requisitos de financiación operativos y de inversión previstos. Se ejecutan sensibilidades para reflejar las últimas expectativas de gastos, precios del petróleo crudo y el gas natural y otros factores para permitirle al Grupo gestionar el riesgo.

Teniendo en cuenta las condiciones del entorno macroeconómico, el desempeño de las operaciones y la posición de efectivo del Grupo, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, los Directores consideran, al momento de aprobar los estados financieros, que existe una expectativa razonable de que el Grupo pueda cumplir con todas sus obligaciones en el futuro previsible. Por esta razón, estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de empresa en marcha.

2.4.18 Asuntos relacionados con el clima

Los estados financieros incluyen ciertas estimaciones y supuestos que podrían verse afectados por los asuntos relacionados con el clima. Esto obliga a la Compañía a evaluar periódicamente los posibles impactos que esto pudiera tener, considerando tanto riesgos físicos, como restricciones legales o reglamentarias.

En consecuencia, y más allá de que a la fecha de emisión de esto estados financieros consolidados, los riesgos relacionados con el clima no tienen un impacto significativo, VISTA monitorea permanentemente los cambios e innovaciones relevantes.

2.5 Marco regulatorio

A- Argentina

2.5.1. General

2.5.1.1 Programa de Incremento Exportador

El 3 de octubre de 2023 la Secretaría de Energía de la Nación ("SE"), mediante Resolución No. 808/23, estableció la posibilidad de que los exportadores de petróleo crudo, gas natural y derivados (que cumplan con determinadas condiciones) puedan recibir el 25% de los fondos obtenidos de las exportaciones a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera y liquidados en moneda local.

El 23 de octubre de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN"), mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia ("DNU") No. 549/23, estableció el Programa de Incremento Exportador, por medio del cual el 30% de los fondos obtenidos de las exportaciones pueden recibirse a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; con vigencia hasta el 17 de noviembre de 2023.

El 20 de noviembre de 2023, el PEN, mediante el DNU No. 597/23, modificó los porcentajes permitiendo que el 50% de los fondos obtenidos de las exportaciones puedan recibirse a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; con vigencia hasta el 10 de diciembre de 2023. Asimismo, ratificó que los exportadores deben efectuar el pago de los derechos, tributos y demás conceptos, considerando el contravalor excepcional y transitorio previsto, relacionado con dichas liquidaciones.

El 13 de diciembre de 2023, el PEN, mediante el DNU No. 28/23, modificó los porcentajes permitiendo obtener el 20% de los fondos a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; el cual continúa vigente actualmente.

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Compañía reconoció una ganancia por este concepto de 81,232 en el rubro de "Otros Ingresos operativos" dentro de "Ganancia por Programa de Incremento Exportador" (Nota 10.1).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.5.2 Marco normativo de la actividad hidrocarburífera

En la República Argentina la actividad de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos se rige por la Ley No. 17,319. Dicha Ley en su Artículo 28, regula la actividad de transporte de hidrocarburos, estableciendo que a todo titular de una concesión de explotación, le corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos.

La misma, fue posteriormente modificada por la Ley No. 27,007, estableciendo principalmente los siguientes cambios:

- (i) Establece los términos para los permisos de exploración y las concesiones de explotación y transporte, haciendo una distinción entre convencional y no convencional, la plataforma continental y las reservas marinas territoriales;
- (ii) Sigue siendo efectivo el porcentaje del 12% pagadero como regalías al otorgante por los concesionarios de explotación sobre el producto derivado de los hidrocarburos líquidos extraídos en la boca del pozo, y la producción de gas natural. En caso de extensión, se establecen regalías adicionales de hasta el 3% hasta un máximo del 18% para las siguientes extensiones y;
- (iii) Impide que el Gobierno Nacional y las Provincias reserven nuevas áreas en el futuro a favor de empresas o entidades públicas o mixtas, independientemente de su forma legal. Por lo tanto, los contratos celebrados por las empresas provinciales para la exploración y el desarrollo de áreas reservadas antes de esta enmienda se salvaguardan.

Sin perjuicio de ello, la Provincia del Neuquén posee su propia Ley de Hidrocarburos No. 2,453. Por lo tanto, los activos que la Compañía posee en la Provincia del Neuquén se rigen por dicha Ley, mientras que los demás, ubicados en la Provincia de Rio Negro y Salta se rigen por la Ley No. 17,319 y sus posteriores modificaciones.

2.5.3 Mercado del gas

2.5.3.1 Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 ("Plan Gas IV")

El 13 de noviembre de 2020 mediante Decreto No. 892/2020, el PEN aprobó el Plan Gas IV, declarando de interés público nacional y prioritario la promoción de la producción del gas natural.

El 15 de diciembre de 2020 mediante Resolución No. 391/2020 la SE adjudicó los volúmenes y precios; lo que comprendió la posterior celebración de contratos con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A ("CAMMESA"), Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA") y otras licenciatarias de distribución o subdistribuidores, para el suministro de gas natural para generación de energía eléctrica y para consumo residencial, respectivamente.

Asimismo, a través el Decreto No. 730/2022 de fecha 3 de noviembre de 2022, el gobierno argentino sustituyó el Decreto No. 892/2020, prorrogando la duración del Plan Gas IV hasta el 31 de diciembre de 2028.

El 22 de diciembre de 2022, mediante la Resolución No. 860/2022 de la SE, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, fue adjudicada con un volumen base de 0.86 MMm3/día, a un precio promedio anual de 3.29 USD/MMBTU (*Millions of British Themal Units* ("MMBTU" por sus siglas en inglés)), aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024.

La SE asignó cupos y otorgó a Vista Argentina permisos de exportación de gas natural con destino a Chile de acuerdo a los siguientes volúmenes:

- (i) 0.15 MMm3/día para el período de enero a abril de 2022;
- (ii) un volumen variable para el período de mayo a septiembre de 2022; y
- (iii) 0.45 MMm3/día para el período de octubre 2022 a abril de 2023.

El 19 de abril de 2023, mediante la Resolución No. 265/2023 de la SE, el volumen base adjudicado a Vista Argentina fue incrementado a 1.14 MMm3/día, manteniendo el precio promedio anual de 3.29 USD/MMBTU, aplicable por un período de 4 (cuatro) años a partir del 1 de enero de 2025.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Adicionalmente, la SE asignó cupos y otorgó a Vista Argentina permisos de exportación de gas natural con destino a Chile de acuerdo con los siguientes volúmenes:

- (i) 0.02 MMm3/día para el periodo de julio a septiembre de 2023;
- (ii) 0.43 MMm3/día para el período de octubre 2023 a abril de 2024;
- (iii) 0.17 MMm3/día para el período de mayo a septiembre de 2024;
- (iv) 0.43 MMm3/día para el período de octubre a diciembre de 2024; y
- (v) un volumen variable hasta diciembre 2024.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía cobró un monto neto de 5,189 y 3,149, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 el crédito vinculado con dicho plan asciende a 1,245 y 3,772, respectivamente (Nota 17).

2.5.4 Regalías v otros

(i) Regalías

Las regalías se rigen por la Ley No. 17,319 y sus modificatorias y se aplican a la producción total de las concesiones convencionales y no convencionales. Las mismas se calculan aplicando el 12% al precio de venta, luego de descontarle ciertos gastos con el objeto de llevar el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y GLP a boca de pozo. Adicionalmente en caso de extensión de las concesiones, este porcentaje puede verse incrementado en un 3% hasta un máximo del 18%.

(ii) Derechos de exportación

Ley No. 27,541, emitida en diciembre de 2019, establece una alícuota máxima del 8% para los derechos de exportación para hidrocarburos y minería.

Las regalías y los derechos de exportación se presentan en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del rubro "Costo de ventas" en la línea de "Regalías y otros" (Nota 6.3).

B- México

2.5.5 Marco normativo de las actividades de exploración y producción

En 2013, se introdujeron ciertas enmiendas a la Constitución Mexicana, que permitieron que los sectores del petróleo, el gas natural y la energía se abran a la inversión privada. Como parte de dicha reforma, Petróleos Mexicanos ("PEMEX") pasó de ser una entidad pública descentralizada a una empresa estatal productiva.

Estas enmiendas también permiten que las entidades del sector privado obtengan permisos para el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos.

La Ley Mexicana de Hidrocarburos preserva la propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras se encuentran en el subsuelo, pero permite que las empresas privadas se hagan cargo de los mismos una vez que sean extraídos. Es decir, faculta a las entidades del sector privado a solicitar el otorgamiento de un permiso a la Comisión Reguladora de Energía de México ("CRE") para almacenar, transportar, distribuir, comercializar y vender hidrocarburos. Además, las entidades del sector privado pueden importar o exportar hidrocarburos sujetos a un permiso del Ministerio de Energía de México ("SENER"), el cual es el responsable de desarrollar la política de exploración y producción del país.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos ("CNH") efectúa licitaciones a efectos de otorgar contratos a las compañías petroleras y consorcios de empresas; en conjunto con PEMEX y empresas privadas; siendo en conjunto los administradores de los contratos de exploración y producción ("E&P"). Por su parte los contratos de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, regasificación, comercialización y venta de hidrocarburos son otorgados por la CRE.

Como parte del proceso de reforma mencionado anteriormente, el gobierno mexicano eliminó gradualmente los controles de precios de la gasolina y el diésel, por lo tanto, a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, los precios de venta de la gasolina y el diésel están determinados por el mercado.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.5.6 Regalías y otros

Las contraprestaciones que se le deben pagar al Estado Mexicano estarán integradas por:

(i) Cuota contractual para la fase exploratoria

Aplica para aquellas áreas que no cuenten con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, y se calculan mensualmente aplicando la cuota establecida por cada kilómetro cuadrado que comprenda el área contractual.

(ii) Regalías

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando el porcentaje contractual al precio de venta. El porcentaje contractual es del 45% el cual será ajustado de conformidad con lo establecido en el contrato. Asimismo existe una regalía variable, la cual se aplicará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al precio de venta. Las regalías se exponen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del rubro "Costo de ventas" en la línea "Regalías y otros" (Nota 6.3).

2.6 Información comparativa

En estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023, la compañía realizó un cambio en la exposición de los "Derechos de Exportación" los cuales se presentan en la línea de "Regalías y otros" (Nota 6.3), mientras que previamente se incluían en "Ingresos por ventas a clientes".

La información comparativa por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, ha sido reclasificada para asegurar su presentación uniforme con estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023.

Los rubros de "Ingresos por ventas a clientes" y "Regalías y otros" aumentaron en 43,840 por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Dichos cambios no tuvieron efectos en el resultado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Nota 3. Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Compañía formule juicios y estimaciones futuras, así como la aplicación de juicios críticos y el establecimiento de supuestos que impactan en la aplicación de las políticas contables, así como en los montos de activos y pasivos, ingresos y gastos revelados.

Los juicios y estimaciones utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados son evaluados de manera continua y se basan en la experiencia pasada, así como otros factores razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados futuros podrían diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los estados financieros consolidados.

3.1 Juicios críticos en la aplicación de políticas contables

A continuación, se presentan los juicios críticos, aparte de los que involucran estimaciones (Nota 3.2), que la Gerencia ha realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen impacto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados.

3.1.1 Contingencias

La Compañía está sujeta a varios reclamos, juicios y otros procedimientos legales, surgidos en el curso ordinario de su negocio. Los pasivos de la Compañía con respecto a dichos reclamos, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza absoluta. Por consiguiente, periódicamente la Compañía revisa el estado de cada contingencia y evalúa el posible pasivo, aplicando los criterios indicados en la Nota 22.3, para lo cual la Gerencia formula sus estimaciones con la asistencia de asesores legales principalmente, los cuales se basan en la información disponible en la fecha de los estados financieros consolidados, y teniendo en cuenta las estrategias de litigio, resolución o liquidación.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las contingencias incluyen juicios pendientes o reclamos por posibles daños y/o reclamos de terceros en el curso ordinario del negocio de la Compañía, así como los reclamos de terceros derivados de disputas relacionadas con la interpretación de la(s) legislación(es) aplicables.

3.1.2 Remediación ambiental

Los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental sólo se capitalizan si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (i) dichos costos se relacionan con mejoras en la seguridad; (ii) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (iii) los costos se incurren para preparar los activos para la venta y el valor en libros (el cual considera estos costos) de dichos activos no excede su correspondiente valor recuperable.

Los pasivos relacionados con los costos de remediación futuros se registran cuando, basado en las evaluaciones ambientales, es probable que dichos pasivos se materialicen, y los costos se pueden estimar de manera razonable. El reconocimiento real y el monto de estas provisiones generalmente se basan en los compromisos adquiridos por la Compañía para realizarlos, tales como un plan de remediación aprobado o la venta o disposición de un activo. La provisión se reconoce sobre la base de que compromiso de remediación futuro será requerido.

La Compañía mide los pasivos en función de su mejor estimación del valor actual de los costos futuros, utilizando la información actualmente disponible y aplicando las leyes y regulaciones ambientales actuales, así como sus políticas ambientales internas vigentes.

3.1.3 Combinaciones de negocios

El método de adquisición contable implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios, en la fecha de adquisición.

La Compañía determina que ha adquirido un negocio cuando el conjunto de actividades y activos incorporados generan entradas y un proceso sustantivo que, de forma conjunta, contribuyen significativamente con la capacidad de generar beneficios. El proceso adquirido se considera sustantivo si resulta crítico en la capacidad del activo adquirido para continuar produciendo resultados, y las entradas adquiridas incluyen un conjunto de activos organizados con la habilidad, conocimientos y experiencias necesarias para ejecutar dichos procesos o bien contribuir significativamente en la capacidad de generar resultados. En los casos que una transacción de adquisición de propiedades de petróleo y gas no cumpla con las condiciones anteriores, la Compañía considera que la misma debe ser reconocida como una adquisición de activos.

Cuando la Compañía determina que ha adquirido un negocio, con el propósito de determinar el valor razonable de los activos identificables, la Compañía utiliza el enfoque de valuación más representativo para cada activo. Estos métodos incluyen (i) el enfoque de ingresos, a través de flujos de efectivo indirectos (valor presente neto de los flujos de efectivo futuros esperados) o mediante el método de ganancias en exceso de múltiples períodos; (ii) enfoque de costos (valor de reemplazo del bien ajustado por la pérdida debida al deterioro físico, obsolescencia funcional y económica); y (iii) enfoque de mercado a través de un método de transacciones comparables.

Asimismo, para determinar el valor razonable de los pasivos asumidos, la Compañía considera la probabilidad de salidas de efectivo que se requerirán para cada contingencia y elabora las estimaciones con la asistencia de asesores legales, basándose en la información disponible y teniendo en cuenta la estrategia de litigios y resolución/liquidación.

Se requiere un juicio crítico de la Gerencia para seleccionar el enfoque que se utilizará y estimar los flujos de efectivo futuros. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y los valores relacionados obtenidos a través de las técnicas de valoración mencionadas.

3.1.4 Acuerdos conjuntos

La Compañía evalúa si tiene control conjunto sobre un acuerdo, lo cual requiere de una evaluación de las actividades relevantes y las decisiones en relación con esas actividades que requieren el consentimiento unánime. La Compañía ha determinado que las actividades relevantes para sus acuerdos conjuntos son aquellas relacionadas con las decisiones operativas, incluida la aprobación del programa anual de trabajo y gastos operativos; el presupuesto; así como la aprobación de los proveedores de servicios. Las evaluaciones realizadas para determinar el control conjunto son similares a las necesarias para determinar el control sobre las subsidiarias como se establece en la Nota 2.3.1.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La aplicación del juicio también es requerida para clasificar un acuerdo conjunto. Lo que requiere que la Compañía evalúe sus derechos y obligaciones que surgen del acuerdo.

3.1.5 Moneda funcional

La moneda funcional, que corresponde a la moneda del entorno económico primario en el que opera la Compañía y sus subsidiarias, es el USD (Nota 2.4.5.1). La determinación de la moneda funcional involucra la realización de ciertos juicios. La Compañía reconsidera la moneda funcional si hay un cambio en las condiciones que sea determinante para el entorno económico primario.

3.2 Fuentes clave de incertidumbre en la estimación

A continuación, se detallan las principales estimaciones que poseen un impacto significativo en los montos de los activos y pasivos de la Compañía:

3.2.1 Deterioro del crédito mercantil

El crédito mercantil se revisa anualmente para determinar si existe deterioro o con mayor frecuencia, si los eventos o cambios en las circunstancias indican que el valor recuperable de la UGE a las que se relaciona el crédito mercantil debe ser analizadas. Al evaluar si el crédito mercantil se ha deteriorado, el valor en libros de las UGEs a las que se ha asignado el crédito mercantil se compara con su valor recuperable. Cuando el monto recuperable de la UGE es menor que el valor en libros (incluido el crédito mercantil), se reconoce un deterioro.

La Compañía posee un crédito mercantil de 22,576 y 28,288 en su estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2023 y 2022 (Nota 14), relacionado con la combinación inicial de negocios.

La determinación en cuanto a si un crédito mercantil de una UGE o de un grupo de UGEs está deteriorado, involucra estimaciones de la Gerencia en asuntos altamente inciertos, incluida la determinación del agrupamiento apropiado de UGE para fines de prueba de deterioro del crédito mercantil. La Compañía supervisa el crédito mercantil para fines de administración interna según su único segmento de negocio.

Para evaluar el deterioro del crédito mercantil por deterioro, la Compañía utiliza el enfoque descrito en la Nota 3.2.2.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, no se reconocieron pérdidas por deterioro relacionadas al crédito mercantil.

3.2.2 Deterioro de los activos no financieros distintos del crédito mercantil

Los activos no financieros, incluidos los activos intangibles identificables, se revisan para determinar su deterioro al nivel más bajo en el que existen flujos de efectivo identificables por separado que son en gran medida independientes de los flujos de efectivo de otras UGEs.

En Argentina, las propiedades de petróleo y gas se han agrupado de la siguiente manera:

- Al 31 de diciembre de 2023, (i) concesiones de explotación operadas no convencionales de petróleo y gas; y (ii) concesiones de explotación no operadas convencionales de petróleo y gas;
- Al 31 de diciembre de 2022, (i) concesiones de explotación operadas convencionales de petróleo y gas; (ii) concesiones de explotación operadas no convencionales de petróleo y gas; y (iii) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas.

En México, la Compañía ha identificado sólo 1 (una) UGE: (i) concesiones de explotación operadas convencionales de petróleo y gas, al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Para evaluar si existe evidencia de que una UGE podría estar deteriorada, se analizan las fuentes de información tanto externas como internas, siempre que los eventos o cambios en las circunstancias indiquen que el valor en libros de un activo o UGE puede no ser recuperable. Ejemplos de estos acontecimientos son: cambios en los planes de negocio del Grupo, pruebas de daños físicos o, en el caso de los activos de petróleo crudo y gas natural, baja de las reservas estimadas o aumentos en los gastos de desarrollo futuros estimados o en los costos de desmantelamiento, el comportamiento de los precios internacionales del petróleo crudo, el comportamiento de la demanda, el marco regulador, las inversiones de capital previstas y la evolución de la demanda. Si existe algún indicio de deterioro, la Compañía realiza una estimación del valor recuperable del activo o de la UGE.

El valor recuperable de una UGE surge del mayor entre: (i) su valor razonable menos los costos de enajenación; y (ii) su valor de uso. Cuando el importe en libros de una UGE excede a su importe recuperable, la UGE se considera deteriorada y se reduce a su importe recuperable. Dada la naturaleza de las actividades de la Compañía, la información sobre el valor razonable menos los costos de enajenación de un activo o UGE suele ser difícil de obtener a menos que se estén llevando a cabo negociaciones con compradores potenciales u operaciones similares. En consecuencia, salvo indicación en contrario, el valor recuperable utilizado en la evaluación del deterioro es el valor de uso.

El valor de uso de cada UGE se estima a través del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la Compañía, son las principales fuentes de información para la determinación del valor de uso.

Como paso inicial en la preparación de estos planes, la Compañía establece diversos supuestos sobre las condiciones del mercado, como los precios del petróleo crudo, el gas natural y el GLP. Estos supuestos tienen en cuenta los precios existentes, el equilibrio entre la oferta y la demanda mundial de petróleo crudo y gas natural. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se ajustan para tener en cuenta los riesgos específicos del grupo de activos, y se descuentan a su valor actual utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor tiempo del dinero.

En cada período de reporte se evalúa si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro previamente reconocidas hayan dejado de existir o se hayan disminuido. Una pérdida por deterioro previamente reconocida se revierte sólo si ha habido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el valor recuperable del activo.

La determinación de si un activo o UGE está deteriorado, y en qué medida, implica estimaciones de la Compañía sobre cuestiones altamente inciertas como los efectos de la inflación en los gastos de explotación, las tasas de descuento, los perfiles de producción, las reservas y los recursos, y los precios futuros de los productos básicos. Se requiere juicio cuando se determina la agrupación apropiada de propiedad, plantas y equipos en una UGE. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y de los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento, lo que podría dar lugar a un cambio significativo en los valores contables de los activos del Grupo.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía identificó indicios de deterioro, principalmente como resultado de la disminución del precio internacional de petróleo crudo en México y del precio local del gas natural en Argentina. Por lo tanto, la Compañía realizó la prueba de deterioro utilizando los flujos de efectivo futuros estimados para determinar el monto recuperable de los activos de larga duración de la UGE y compararlo con su valor en libros.

Como resultado del análisis realizado, la Compañía registró, por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, un deterioro de 22,906 relacionado con la UGE de concesiones de explotación operadas convencionales de petróleo y gas en México y 1,679 relacionado con la UGE de concesiones de explotación no operadas convencionales de petróleo y gas en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía no identificó indicios de deterioro relacionado con el crédito mercantil y los activos no financieros distintos del crédito mercantil.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Principales supuestos utilizados

El cálculo del valor de uso realizado por la Compañía para las UGEs antes mencionadas es más sensible a los siguientes supuestos:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Argentina	México	Argentina	México
Tasas de descuento (después de impuestos)	12.9%	6.0%	11.9%	7.9%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	21.9%	8.2%	18.7%	11.6%
Precios del petróleo crudo, del gas natural y GLP				
Petróleo crudo (USD/bbl) (1)				
2023	-	-	80.3	72.2
2024	82.4	73.4	92.8	88.3
2025	79.0	70.9	84.0	79.9
2026	72.6	64.5	79.3	78.3
2027 – En adelante	66.4	61.3	79.3	78.3
Gas natural – Precios locales (USD/MMBTU)				
En adelante	2.8	3.3	3.9	3.0
GLP – Precios locales (USD/tn)				
En adelante	296.3	-	250.4	_

⁽¹⁾ El precio corresponde al Brent y Maya, para Argentina y México, respectivamente.

(ii) <u>Precios del petróleo crudo, gas natural y GLP:</u> los precios se basan en las estimaciones de la Gerencia y los datos de mercado disponibles.

Para los precios del petróleo crudo y combustibles líquidos, la Compañía consideró descuentos según la calidad del petróleo crudo producido en cada una de las UGEs, así como las dinámicas de los mercados domésticos en Argentina y México. La evolución de los precios de Brent y Maya se estimó con las proyecciones medias de análisis de mercado.

Para el precio local de gas natural, la Compañía utilizó un promedio del precio recibido por la venta de gas en cada una de las UGEs y se ajustó linealmente por el valor calorífico del gas producido de cada una de ellas.

El supuesto a largo plazo de la Compañía para los precios del petróleo crudo refleja el juicio de que el mercado puede producir suficiente petróleo crudo para satisfacer la demanda global de manera sostenible.

(iii) <u>Producción y volúmenes de reservas:</u> el nivel de producción y de reservas se basa en los informes de reservas certificados por consultores externos, aplicando adicionalmente distintos factores de riskeo para determinar el valor esperado de cada tipo de reserva (Nota 32).

⁽i) <u>Tasas de descuento:</u> las tasas de descuento representan el valor actual del mercado de los riesgos específicos de la Compañía, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero y los riesgos individuales de los activos subyacentes que no han sido incorporados en las estimaciones de flujos de efectivo. El cálculo de la tasa de descuento se basa en las circunstancias específicas de la Compañía y se deriva de su Costo Promedio Ponderado de Capital ("WACC", por sus siglas en inglés), con los ajustes adecuados para reflejar los riesgos y determinar la tasa antes de impuestos. La tasa de impuesto sobre la renta utilizada es la tasa impositiva vigente en Argentina y México del 35% y 30%, respectivamente. La WACC toma en cuenta tanto el costo de la deuda como el costo del capital y utiliza datos de mercado públicos de ciertas empresas que se consideran similares a la Compañía según la industria, región y especialidad ("Comparables").

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía considera que no hay cambios razonablemente posibles en ninguno de los supuestos principales anteriores que podrían causar que el valor en libros de cualquier UGE exceda su valor recuperable, excepto por lo siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 202		
	Argentina (1)	México	Argentina (2)	México	
Tasa de descuento	+ 109	%	+ 10%		
Valor en libros	(136)	(2,559)	-	-	
Precios esperados del petróleo crudo, gas natural y GLP	- 109	6	- 10%		
Valor en libros	(349)	(13,402)	(41,816)	-	

⁽¹⁾ Relacionados con las UGEs concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas.

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo del cambio real del valor en libros, ya que es poco probable que el cambio en los supuestos se produzca de forma aislada, debido a que algunos pueden estar correlacionados.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 el valor neto en libros de propiedad, planta y equipos, activos intangibles y activos por derecho de uso se muestran en las Notas 13, 14 y 15, respectivamente.

3.2.3 Impuesto sobre la renta corriente y diferido

3.2.3.1. Impuesto sobre la renta corriente

La Compañía reconoce un pasivo por impuesto sobre la renta corriente al cierre del año, teniendo en cuenta las regulaciones fiscales aplicables y, en caso de ser necesario, reconoce las provisiones basadas en los montos que la Compañía deberá pagar a las autoridades fiscales. Sin embargo, existen algunas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final del impuesto es incierta, ya que existen situaciones en las que la regulación fiscal está sujeta a interpretación por parte de la Compañía.

Cuando los tratamientos fiscales son inciertos y se considera probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, el impuesto sobre la renta corriente se reconoce de acuerdo con sus cálculos e interpretaciones. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando la cantidad más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

3.2.3.2. Impuesto sobre la renta diferido

Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de reporte y se modifican de acuerdo con la probabilidad de que los ingresos futuros permitan la recuperación total o parcial de estos activos. Al evaluar el reconocimiento de los activos por impuestos diferidos, la Compañía considera si es probable que una parte o la totalidad de los mismos no se realicen, lo que depende de la generación de ingresos imponibles futuros en los períodos en que estas diferencias temporales se vuelven deducibles. Para realizar esta evaluación, la Compañía toma en consideración la reversión prevista de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de las ganancias gravables futuras y las estrategias de planificación tributaria.

Los supuestos sobre la generación de ganancias imponibles futuras dependen de las estimaciones de la Compañía de los flujos de efectivo futuros, que se ven afectados por los volúmenes de producción y ventas; los precios del petróleo crudo y el gas natural; las reservas; los costos operativos; los costos de taponamiento y abandono de pozos; los gastos de capital; y el juicio sobre la aplicación de las leyes fiscales vigentes en cada jurisdicción.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para realizar los activos por impuestos diferidos netos registrados en la fecha de reporte podría verse afectada. Además, los cambios futuros en las leyes fiscales en las jurisdicciones en las que opera el Grupo podrían limitar la capacidad del mismo para obtener deducciones fiscales en períodos futuros.

⁽²⁾ Relacionado con la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

3.2.4 Provisión para el taponamiento y abandono de pozos

Las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos al término de las concesiones de explotación requieren que la Gerencia de la Compañía calcule la cantidad de pozos, los costos de abandono a largo plazo de los mismos y el tiempo restante hasta el abandono. Las cuestiones tecnológicas, de costos, políticas ambientales y de seguridad cambian constantemente y pueden dar lugar a diferencias entre los costos y estimaciones futuros reales.

Las estimaciones de las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos deberán ser ajustadas por la Compañía al menos una vez al año, o bien cuando se produzcan cambios en los criterios de evaluación asumidos.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la provisión para el taponamiento y abandono de pozos es de 15,287 y 32,524, respectivamente (Nota 22.1).

3.2.5 Reservas de petróleo y gas

La propiedad, planta y equipos de petróleo y gas es depreciada utilizando el método de UDP sobre el total de reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas según resulte aplicable). Las reservas se refieren a los volúmenes de petróleo crudo y gas natural que son económicamente producibles, en las áreas donde la Compañía opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre los cuales la Compañía tiene derechos de explotación, incluidos los volúmenes de petróleo crudo y gas natural relacionados con los acuerdos de servicio bajo los cuales la Compañía no tiene derechos de propiedad sobre las reservas o los hidrocarburos obtenidos y los estimados que se producirán para la empresa contratante en virtud de contratos de servicios.

La vida útil de cada activo de la propiedad, planta y equipos se evalúa al menos una vez al año y se toma en consideración tanto las limitaciones de vida física del bien, como las evaluaciones de las reservas económicamente recuperables del campo en el que se encuentra el activo.

Existen numerosas incertidumbres en la estimación de reservas probadas y los planes futuros de producción, costos de desarrollo y precios, incluidos varios factores que escapan al control de la Compañía. La estimación de las reservas es un proceso que implica un cierto grado de incertidumbre y dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geológicos disponibles a la fecha de la estimación y de la interpretación y el juicio de los mismos.

Las estimaciones de reservas son ajustadas cuando es justificada por los cambios en la evaluación de criterios o al menos una vez al año. Estas reservas se basan en las estimaciones internas de ingenieros de reservas que luego son certificados anualmente por ingenieros independientes.

La Compañía utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de la depreciación de los activos utilizados en las áreas de petróleo y gas, así como también para evaluar la recuperabilidad de estos activos (Nota 3.2.1, 3.2.2, 13 y 32).

3.2.6 Pagos basados en acciones

La estimación del valor razonable de los pagos basados en acciones requiere la determinación del modelo de valoración más apropiado, el cual depende de los términos y condiciones del otorgamiento. Esta estimación también requiere la determinación de los supuestos más apropiados para el modelo de valoración, incluida la vida remanente de la opción de acciones, la volatilidad y el rendimiento de las acciones.

Para la medición del valor razonable de los pagos basados en acciones en la fecha de otorgamiento, la Compañía utiliza el modelo de Black & Sholes. El importe en libros, las hipótesis y los modelos utilizados para estimar el valor razonable de las transacciones con pagos basados en acciones se revelan en la Nota 31.

3.2.7 Ganancia reconocida por la cesión de activos convencionales

Tal como se menciona en la nota 1.2.1, la Compañía ha reconocido una ganancia de 89,659 en "Otros ingresos operativos" dentro de "Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales" (Nota 10.1), como consecuencia de la diferencia entre la contraprestación inicial y la baja del valor residual de los activos netos incluidos en la Transacción.

Esta contraprestación corresponde a los fondos comprometidos y al crédito inicial reconocido que equivale al valor descontado de volúmenes de petróleo crudo, gas natural y GLP acordados, a recibir durante el Período Operativo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Para la valuación del crédito, la Compañía ha estimado los plazos y los costos asociados a la puesta a disposición de dichos volúmenes, y la tasa de descuento aplicable.

Nota 4. Información por segmentos

El CODM es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos y el desempeño de los indicadores de sus propiedades de petróleo y gas en forma agregada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos, la negociación global con los proveedores y la forma en que se gestionan los acuerdos con los clientes.

El CODM considera como un segmento único el negocio de exploración y producción de petróleo crudo, gas natural y GLP (incluye todas las actividades comerciales de E&P), a través de sus propias actividades, subsidiarias y participaciones en operaciones conjuntas, y en función de la naturaleza del negocio, cartera de clientes y riesgos implicados. La Compañía no agregó ningún segmento, ya que sólo tiene uno.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía generó el 99% y 1% de ingresos relacionados con los activos localizados en Argentina y en México, respectivamente.

Los criterios contables utilizados por las subsidiarias para medir los resultados, activos y pasivos de los segmentos son consistentes con los utilizados en estos estados financieros consolidados.

La siguiente tabla resume los activos no corrientes por área geográfica:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Argentina	2,122,735	1,638,973
México	49,364	51,316
Total activos no corrientes	2,172,099	1,690,289
Nota 5. Ingresos por ventas a clientes	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Ventas de bienes	1,168,774	1,187,660
	1,100,774	1,107,000
Total de ingresos por ventas a clientes	1,168,774	1,187,660

Las transacciones de la Compañía y los ingresos principales se describen en Nota 2.4.7. Los ingresos se derivan de los contratos con clientes.

5.1 Información desglosada de ingresos por ventas a clientes

Tino do productos	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de Año finalizado el 31 de	
Tipo de productos	diciembre de 2023	diciembre de 2022	
Ingresos por ventas de petróleo crudo	1,097,316	1,113,411	
Ingresos por ventas de gas natural	67,290	68,663	
Ingresos por ventas de GLP	4,168	5,586	
Total de ingresos por ventas a clientes	1,168,774	1,187,660	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Canales de distribución	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Exportaciones de petróleo crudo	642,155	604,977
Petróleo crudo local para refinerías	455,161	508,434
Exportaciones de gas natural	20,359	13,531
Gas natural local para industrias	19,606	20,093
Gas natural local para distribuidores minoristas	17,639	18,829
Gas natural para generación eléctrica	9,686	16,210
Comercialización de GLP	4,168	5,586
Total de ingresos por ventas a clientes	1,168,774	1,187,660

5.2 Obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño de la Compañía se relacionan con la transferencia de bienes a sus clientes. El negocio de exploración y producción involucra todas las actividades relacionadas con la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo crudo, gas natural y GLP. Los ingresos se generan principalmente a partir de la venta de petróleo crudo, gas natural y GLP a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costo de ventas

6.1 Costos de operación

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Honorarios y compensación de servicios	48,729	66,155
Salarios y contribuciones sociales	21,072	22,344
Beneficios a empleados	5,926	6,481
Transporte	5,214	5,963
Consumo de materiales y reparaciones	4,933	16,824
Servidumbre y cánones	4,547	11,427
Otros	4,264	4,191
Total costos de operación	94,685	133,385

6.2 Fluctuación del inventario de crudo

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Inventario de petróleo al inicio del año (Nota 19)	4,722	5,222
Menos: Inventario de petróleo al cierre del año (Nota 19)	(2,664)	(4,722)
Total fluctuación del inventario de crudo	2,058	500

6.3 Regalías y otros

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Regalías	128,723	144,837
Derechos de exportación	48,090	43,840
Total regalías y otros	176,813	188,677

Nota 7. Gastos de ventas

1. Oustos de ventas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023 diciembre de 2022	
Transporte	33,006	28,686
Impuestos, tasas y contribuciones	14,908	16,522
Honorarios y compensación por servicios	10,490	5,137
Impuesto sobre transacciones bancarias	10,388	9,595
(Reversión de) reserva por pérdidas crediticias esperadas (Nota 17)	-	(36)
Total gastos de ventas	68,792	59,904

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2023	diciembre de 2022
Salarios y contribuciones sociales	23,300	27,178
Pagos basados en acciones (Nota 31)	23,133	16,576
Honorarios y compensación por servicios	11,764	9,848
Beneficios a empleados	4,678	3,360
Publicidad y promoción institucional	2,174	2,066
Impuestos, tasas y contribuciones	1,884	1,859
Otros	3,550	2,939
Total gastos generales y de administración	70,483	63,826

Nota 9. Gastos de exploración

	Año finalizado el 31 de Año finalizado el 31 de	
	diciembre de 2023	diciembre de 2022
Gastos geológicos y geofísicos	16	736
Total gastos de exploración	16	736

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

10.1 Otros ingresos operativos

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2023	diciembre de 2022
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales (1)	89,659	-
Ganancia por Programa de Incremento Exportador (2)	81,232	-
Ganancia por acuerdo de farmout (3)	24,429	18,218
Otros ingresos por servicios (4)	8,492	8,480
Total otros ingresos operativos	203,812	26,698

⁽¹⁾ Ver Nota 1.2.1.

10.2 Otros gastos operativos

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2023	diciembre de 2022
(Provisión por) remediación ambiental (1) (Nota 22.2)	(485)	(2,133)
Gastos de reestructuración y reorganización (2)	(276)	(531)
Reversión de (provisión por) obsolescencia de materiales y repuestos (1)	1,132	(278)
(Provisión por) contingencias (1) (Nota 22.3)	(69)	(379)
Total otros gastos operativos	302	(3,321)

⁽¹⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

Nota 11. Resultados financieros, netos

11.1 Ingresos por intereses

	Ano finalizado el 31 de Ano finalizado el 31 de	
	diciembre de 2023	diciembre de 2022
Intereses financieros	1,235	809
Total ingresos por intereses	1,235	809

⁽²⁾ Incluye 86,173 de ganancia neta de costos relacionados (Nota 2.5.1.1).

⁽³⁾ Los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 incluyen 26,650 y 20,000 de pagos recibidos de Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura"), relacionados con los Acuerdos de *farmout*, netos de bajas de propiedad minera y crédito mercantil por 2,051 y 170; 1,654 y 128, respectivamente. (Nota 13 y 14).

⁽⁴⁾ Corresponde a servicios que no se vinculan directamente con la actividad principal de la Compañía.

⁽²⁾ La Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos, honorarios, y costos de transacción relacionados con la modificación de la estructura del Grupo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

11.2 Gastos por intereses

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2023	diciembre de 2022
Intereses por deudas financieras (Nota 18.2)	(21,879)	(28,886)
Total gastos por intereses	(21,879)	(28,886)

11.3 Otros resultados financieros

11.5 Ott 05 Tesuttatos imaneteros		
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Costo amortizado (Nota 18.2)	(1,810)	(2,365)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 18.5.1)	-	(30,350)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	18,458	33,263
Descuento de activos y pasivos a valor presente	2,137	(2,561)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	19,437	(17,599)
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 15)	(2,894)	(1,925)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 22.1)	(2,387)	(2,444)
Revaluación de deudas financieras (1)	(72,044)	(52,817)
Otros (2)	(26,381)	9,242
Total otros resultados financieros	(65,484)	(67,556)

⁽¹⁾ Relacionado con las obligaciones negociables ("ON") suscriptas en UVA actualizables por el CER (Nota 18.2).

Nota 12. Ganancias por acción

a) Básica

Las ganancias básicas por acción se calculan dividiendo los resultados de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el año.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Utilidad neta del año	396,955	269,535
Número promedio ponderado de acciones comunes	93,679,904	87,862,531
Ganancia básica por acción	4.237	3.068

b) Diluida

Las ganancias diluidas por acción se calculan dividiendo los resultados de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el año más el promedio ponderado de las acciones comunes con potencial de dilución.

Las acciones comunes potenciales se considerarán dilutivas solo cuando su conversión a acciones comunes pueda reducir las ganancias por acción o aumentar las pérdidas por acción. Las acciones comunes potenciales se considerarán anti-dilutivas cuando su conversión a acciones comunes pueda resultar en un aumento en las ganancias por acción o una disminución en las pérdidas por acción.

⁽²⁾ Los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, incluyen 819 y 2,515 de pérdida por el canje de ON, respectivamente (Notas 18.1 y 18.2).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El cálculo de las ganancias diluidas por acción no implica una conversión, el ejercicio u otra emisión de acciones que puedan tener un efecto anti-dilutivo sobre las pérdidas por acción, o cuando el precio de ejercicio de la opción sea mayor que el precio promedio de acciones comunes durante el año, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia diluida por acción igual a la básica.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Utilidad neta del año	396,955	269,535
Número promedio ponderado de acciones comunes (1)	99,232,919	97,830,538
Ganancia diluida por acción	4.000	2.755

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía posee 95,355,432 acciones en circulación (Nota 21.1) las cuales no podrán exceder las 98,781,028 acciones. Asimismo, de acuerdo con las NIIF el número promedio de acciones con potencial efecto dilutivo ascienden a 99,232,919.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía posee 3,705,757 acciones Series A que serán usadas en el LTIP, las cuales no tienen efecto dilutivo y, por lo tanto, a la fecha de estos estados financieros consolidados, están excluidas del número promedio ponderado de acciones comunes a los efectos de las ganancias por acción diluidas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2022	10,794	43,522	513,164	1,607,895	153,948	41,958	2,371,281
Altas	-	1	-	-	636,189	98,124	734,314
Transferencias	3,474	7,551	-	738,092	(666,739)	(82,378)	-
Bajas	-	(13)	(2,475) ⁽¹⁾	(930) (2)	-	-	(3,418)
Deterioro de activos de larga duración (3)	-	-	(11,982)	(16,393)	-	-	(28,375)
Bajas relacionadas con la cesión de activos convencionales (4)	(1,694)	(7,537)	-	(292,020)	(383)	(12,749)	(314,383)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	12,574	43,524	498,707	2,036,644	123,015	44,955	2,759,419
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2022	(300)	(15,587)	(67,947)	(681,108)	-	-	(764,942)
Depreciaciones	(3)	(4,921)	(13,634)	(246,238)	-	-	(264,796)
Bajas	-	10	424 (1)	-	-	-	434
Deterioro de activos de larga duración (3)	-	-	502	3,288	-	-	3,790
Bajas relacionadas con la cesión de activos convencionales (4)	71	5,259	-	188,524	-	-	193,854
Saldos al 31 de diciembre de 2023	(232)	(15,239)	(80,655)	(735,534)	-	-	(831,660)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2023	12,342	28,285	418,052	1,301,110	123,015	44,955	1,927,759

⁽¹⁾ Relacionado con los Acuerdos del *farmout* I y II mencionados en la Nota 29.2.1.1 y 29.2.1.2.

⁽²⁾ Relacionadas a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 22.1). Esta transacción no generó flujo de efectivo.

⁽³⁾ Ver Nota 3.2.2.

⁽⁴⁾ Ver Nota 1.2.1.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2021	2,709	23,070	446,291	1,174,699	91,245	27,796	1,765,810
Altas Transferencias Bajas	8,550 - (465)	285 20,171 (4)	(1,870) (1)	433,909 (713) ⁽²⁾	433,942 (371,239)	97,243 (82,841) (240)	540,020 - (3,292)
Incorporación por adquisición de activos AFBN (3) Saldos al 31 de diciembre de 2022	10,794	43,522	68,743 513,164	1,607,895	153,948	41,958	68,743 2,371,281
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2021	(294)	(10,834)	(53,623)	(477,077)	-	-	(541,828)
Depreciaciones Bajas	(17) 11	(4,756) 3	(14,540) 216 ⁽¹⁾	(204,031)	- -	-	(223,344) 230
Saldos al 31 de diciembre de 2022	(300)	(15,587)	(67,947)	(681,108)	-	-	(764,942)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2022	10,494	27,935	445,217	926,787	153,948	41,958	1,606,339

 $^{^{(1)}}$ Relacionado con el Acuerdo del $\it farmout$ I mencionado en la Nota 29.2.1.1.

⁽²⁾ Relacionadas a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 22.1). Esta transacción no generó flujo de efectivo.

⁽³⁾ Ver Nota 29.2.5.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 14. Crédito mercantil y otros activos intangibles

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles
Costo		
Saldos al 31 de diciembre de 2022	28,288	18,246
Altas	-	7,293
Bajas	$(170)^{-(1)}$	-
Bajas relacionadas con la cesión de activos convencionales (2)	(5,542)	(1,143)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	22,576	24,396
Amortización acumulada		
Saldos al 31 de diciembre de 2022	-	(11,454)
Amortizaciones	-	(4,059)
Bajas relacionadas con la cesión de activos convencionales ⁽²⁾	-	1,143
Saldos al 31 de diciembre de 2023	<u>-</u>	(14,370)
Valor neto		
Saldos al 31 de diciembre de 2023	22,576	10,026

⁽¹⁾Relacionado con los Acuerdo de *farmout* I y II mencionado en las Notas 29.2.1.1 y 29.2.1.2.

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 son los siguientes:

	Crédito Mercantil Otros activos intan		
Costo			
Saldos al 31 de diciembre de 2021	28,416	12,216	
Altas	-	6,030	
Bajas	(128) (1)	-	
Saldos al 31 de diciembre de 2022	28,288	18,246	
Amortización acumulada			
Saldos al 31 de diciembre de 2021	-	(8,338)	
Amortizaciones	-	(3,116)	
Saldos al 31 de diciembre de 2022	<u>-</u>	(11,454)	
Valor neto			
Saldos al 31 de diciembre de 2022	28,288	6,792	

⁽¹⁾ Relacionado con el Acuerdo de *farmout* I mencionado en la Nota 29.2.1.1.

El crédito mercantil surge de la combinación inicial de negocios, principalmente por la capacidad de la Compañía de capturar sinergias únicas que se pueden realizar desde la administración de una cartera de petróleo adquirido y campos existentes.

Al 31 de diciembre de 2023, el mismo ha sido asignado a la UGE en Argentina de concesiones de explotación operadas no convencionales de petróleo y gas. Al 31 de diciembre de 2022, el mismo ha sido asignado a las siguientes UGEs en Argentina: (i) 22,746 a concesiones de explotación operadas no convencionales de petróleo y gas; y (ii) 5,542 a concesiones de explotación operadas convencionales de petróleo y gas.

⁽²⁾ Ver Nota 1.2.1.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 15. Activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento

Los valores en libros de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento de la Compañía, así como los movimientos por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, se detallan a continuación:

	Acti	Total pasivos por		
	Edificios	Instalaciones y maquinaria	Total	arrendamiento
Saldos al 31 de diciembre de 2022	986	25,242	26,228	(29,194)
Altas	-	63,336	63,336	(68,499)
Reestimación	(14)	1,450	1,436	(1,675)
Gastos por depreciación (1)	(584)	(29,391)	(29,975)	-
Pagos	-	-	-	36,780
Gastos por intereses (2)		-	-	(7,880)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	388	60,637	61,025	(70,468)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación de servicios de perforación que se capitalizan como "Obras en curso" por un monto de 22,400.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en "Obras en curso" por 4,986.

	Acti	Total pagivas par		
	Edificios	Instalaciones y maquinaria	Total	Total pasivos por arrendamiento
Saldos al 31 de diciembre de 2021	1,211	25,243	26,454	(27,074)
Altas	-	449	449	(449)
Reestimación	348	9,206	9,554	(9,554)
Gastos por depreciación (1)	(573)	(9,656)	(10,229)	=
Pagos	-	-	-	11,494
Gastos por intereses (2)	-	-	-	(3,611)
Saldos al 31 de diciembre de 2022	986	25,242	26,228	(29,194)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación de servicios de perforación que se capitalizan como "Obras en curso" por un monto de 1,827.

En línea con lo mencionado en la Nota 2.4.3, por los años finalizados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, se reconocieron en el estado de resultados y otros resultados integrales dentro de "Gastos generales y de administración" contratos de arrendamientos a corto plazo y de bajo valor por 69 y 118, respectivamente.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en "Obras en curso" por 1,686.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 16. Activos y pasivos por impuestos sobre la renta diferido y gastos por impuesto sobre la renta

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos es la siguiente:

	Al 1 de enero de 2023	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2023
Pérdidas fiscales y otros créditos				
fiscales no utilizados (1)	4,717	3,215	-	7,932
Provisiones	4,706	(436)	-	4,270
Activos por derecho de uso, netos	1,038	2,267	-	3,305
Beneficios a empleados	3,909	(356)	(2,298)	1,255
Otros	1,447	(1,420)		27
Activos por impuesto sobre la renta diferido	15,817	3,270	(2,298)	16,789
Propiedad, planta y equipos	(146,154)	(132,570)	-	(278,724)
Ajuste por inflación impositivo	(108,363)	6,124	-	(102,239)
Cuentas por cobrar y otras cuentas				
por cobrar	(1,347)	(10,353)	-	(11,700)
Deudas financieras	(921)	(47)	-	(968)
Inventarios	(898)	519	-	(379)
Inversiones corrientes	(1,210)	1,046		(164)
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(258,893)	(135,281)	-	(394,174)
Impuesto sobre la renta diferido, neto	(243,076)	(132,011)	(2,298)	(377,385)
	Al 1 de enero de 2022	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2022
Pérdidas fiscales y otros créditos	de 2022	(pérdida)	resultados	diciembre de 2022
fiscales no utilizados (1)	de 2022 6,972	(pérdida) (2,255)	resultados	diciembre de 2022 4,717
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones	6,972 7,265	(2,255) (2,559)	resultados integrales - -	4,717 4,706
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones Beneficios a empleados	6,972 7,265 2,913	(2,255) (2,559) (467)	resultados	4,717 4,706 3,909
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos	6,972 7,265 2,913 161	(2,255) (2,559) (467) 877	resultados integrales - -	4,717 4,706 3,909 1,038
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros	6,972 7,265 2,913	(2,255) (2,559) (467)	resultados integrales - -	4,717 4,706 3,909
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos	6,972 7,265 2,913 161	(2,255) (2,559) (467) 877	resultados integrales - -	4,717 4,706 3,909 1,038
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la	6,972 7,265 2,913 161 (501)	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido	6,972 7,265 2,913 161 (501) 16,810	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948 (2,456)	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447 15,817
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos	6,972 7,265 2,913 161 (501) 16,810	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948 (2,456)	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447 15,817 (146,154)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo	6,972 7,265 2,913 161 (501) 16,810	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948 (2,456)	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447 15,817 (146,154)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Inversiones corrientes	6,972 7,265 2,913 161 (501) 16,810 (150,786) (36,038) 1,784 (1,925)	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948 (2,456) 4,632 (72,325) (3,131) 715	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (1,210)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Inversiones corrientes Deudas financieras	6,972 7,265 2,913 161 (501) 16,810 (150,786) (36,038) 1,784 (1,925) (1,225)	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948 (2,456) 4,632 (72,325) (3,131) 715 304	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (1,210) (921)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Inversiones corrientes Deudas financieras Inventarios	6,972 7,265 2,913 161 (501) 16,810 (150,786) (36,038) 1,784 (1,925)	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948 (2,456) 4,632 (72,325) (3,131) 715	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (1,210)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Inversiones corrientes Deudas financieras	6,972 7,265 2,913 161 (501) 16,810 (150,786) (36,038) 1,784 (1,925) (1,225)	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948 (2,456) 4,632 (72,325) (3,131) 715 304	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (1,210) (921)
Provisiones Beneficios a empleados Activos por derecho de uso, netos Otros Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Inversiones corrientes Deudas financieras Inventarios Pasivos por impuesto sobre la	6,972 7,265 2,913 161 (501) 16,810 (150,786) (36,038) 1,784 (1,925) (1,225) (1,269)	(2,255) (2,559) (467) 877 1,948 (2,456) 4,632 (72,325) (3,131) 715 304 371	resultados integrales	4,717 4,706 3,909 1,038 1,447 15,817 (146,154) (108,363) (1,347) (1,210) (921) (898)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía ha reconocido Pérdidas Operativas Netas ("Net Operating Loss" o "NOL" por sus siglas en inglés) en base de acuerdo con las estimaciones sobre la generación de ganancias imponibles futuras, en Argentina y México.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido se compensan en los siguientes casos: (i) cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos; y (ii) cuando los cargos por impuestos a la renta diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. A continuación, se detallan los montos que se revelan en el estado de situación financiera consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	5,743	335
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	5,743	335
	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido, neto	383,128	243,411
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	383,128	243,411

La composición del impuesto sobre la renta es la siguiente:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Impuesto sobre la renta		
Impuesto sobre la renta corriente	(16,393)	(92,089)
Impuesto sobre la renta diferido	(132,011)	(71,890)
(Gasto) por impuesto sobre la renta con cargo en el estado de resultados	(148,404)	(163,979)
Impuesto sobre la renta diferido con cargo a otros resultados integrales	(2,298)	1,463
Total (gasto) por impuesto sobre la renta	(150,702)	(162,516)

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la tasa efectiva de la Compañía fue 27% y 38%, respectivamente. Las diferencias entre las tasas efectiva del impuesto y la estatutaria incluye principalmente: (i) la aplicación del ajuste por inflación impositivo en Argentina; (ii) la devaluación del peso argentino ("ARS") respecto del USD que impacta sobre las deducciones del impuesto de los activos no monetarios de la Compañía y (iii) las pérdidas impositivas acumuladas no reconocidas en el período.

A continuación, se muestra una conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el monto resultante de la aplicación de la tasa impositiva sobre la utilidad antes de impuesto sobre la renta:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	545,359	433,514
Tasa de impuesto sobre la renta vigente	30%	30%
Impuesto sobre la renta que surge de aplicar la tasa vigente según las normas impositivas vigentes	(163,608)	(130,054)
Ítems que ajustan el impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	(13,328)	(18,735)
Ajuste por inflación	(146,077)	(153,517)
Efecto sobre la medición de partidas monetarias y no monetarias a		
moneda funcional	196,841	169,058
Pérdidas fiscales y otros activos por impuestos diferidos no		
reconocidos	(7,156)	(15,568)
Diferencia en la estimación del impuesto sobre la renta año anterior	1,695	6,358
Aplicación de créditos fiscales	16,077	6,229
Efecto relacionado con la diferencia en la tasa impositiva en México	(34,317)	(25,762)
Otros	1,469	(1,988)
Total (gasto) por impuesto sobre la renta	(148,404)	(163,979)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía y algunas de sus subsidiarias en México tienen pérdidas fiscales acumuladas, para las cuales no se ha reconocido un activo por impuesto diferido. De acuerdo con la legislación mexicana, estas pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas deberán ser ajustadas anualmente por los índices aplicables. Las pérdidas fiscales acumuladas actualizadas no reconocidas y sus años de vencimientos son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
2027	6,185	5,166
2028	72,643	60,727
2029	32,126	27,113
2030 en adelante	83,735	36,203
Total pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas	194,689	129,209
Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta corriente:	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
<u>Corrientes</u>		
Impuesto sobre la renta, neto de retenciones y anticipos	3	58,770
Total corrientes	3	58,770
Nota 17. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		
	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
No Corrientes		
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, impuestos y otros:		
Créditos relacionados con la cesión de activos convencionales (1)	70,526	-
Pagos anticipados de inversiones en infraestructura (2)	34,660	-
Gastos prepagados y otras cuentas por cobrar (3)	27,414	13,630
Impuesto al valor agregado ("IVA")	462	940
Impuesto sobre los ingresos brutos	5	493
	133,067	15,063
Activos financieros:		
Saldos por operaciones conjuntas	2,936	-
Préstamos a empleados	348	801
	3,284	801
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	136,351	15,864
Corrientes		
Cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (neto de reservas por pérdidas		
crediticias esperadas)	59,787	38,978
- · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	59,787	38,978
•	, -	, -

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022	
Otras cuentas por cobrar:			
Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:			
Créditos relacionados con la cesión de activos convencionales (1)	86,043	-	
IVA	19,713	22,939	
Impuesto sobre la renta	13,409	2,921	
Gastos prepagados y otras cuentas por cobrar	9,381	13,864	
Impuesto sobre los ingresos brutos	385	634	
•	128,931	40,358	
Activos financieros:			
Cuentas por cobrar de terceros	7,804	2,172	
Saldos por operaciones conjuntas	6,581	3,854	
Plan Gas IV (Nota 2.5.2.1)	1,245	3,772	
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	557	444	
Otros	197	828	
	16,384	11,070	
Otras cuentas por cobrar	145,315	51,428	
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	205,102	90,406	

⁽¹⁾ Relacionado con el crédito reconocido como resultado de la Transacción mencionada en la Nota 1.2.1.

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, su valor en libros se considera similar a su valor razonable. Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

Al 31 de diciembre de 2023, las cuentas por cobrar por lo general tienen un plazo de 19 días para las ventas de petróleo crudo y de 50 días para las ventas de gas natural y GLP.

La Compañía provisiona una cuenta por cobrar comercial cuando hay información que indica que el deudor se encuentra en una dificultad financiera grave y no existe una posibilidad realista de recuperación, por ejemplo; cuando el deudor haya sido colocado en liquidación o haya entrado en un procedimiento de quiebra. Ninguna de las cuentas por cobrar comerciales que se hayan dado de baja están sujetas a actividades de cumplimiento. La Compañía ha reconocido una provisión para pérdidas crediticias esperadas del 100% de las cuentas por cobrar con más de 90 (noventa) días de vencimiento debido a que la experiencia histórica ha indicado que estas cuentas por cobrar generalmente no son recuperables.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 se constituyó una reserva por pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar por 52 y 231, respectivamente.

Los movimientos en la reserva para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022	
Saldo al inicio del año	(231)	(406)	
Reversión (Nota 7)	-	36	
Diferencias de cambio	179	139	
Saldo al cierre del año	(52)	(231)	

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la exposición máxima al riesgo de crédito corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

⁽²⁾ Relacionado con el Proyecto Duplicar Plus, implementado por Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval") (Nota 28.1 y 33).

⁽³⁾ Al 31 de diciembre de 2023, incluye 14,292 relacionados con pagos de anticipos por arrendamientos.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 18. Activos y pasivos financieros

18.1 Deudas financieras

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022	
No corrientes	_		
Deudas financieras	554,832	477,601	
Total no corrientes	554,832	477,601	
Corrientes			
Deudas financieras	61,223	71,731	
Total corrientes	61,223	71,731	
Total deudas financieras	616,055	549,332	

Los vencimientos de las deudas financieras de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022	
Interés fijo			
Menos de 1 año	60,373	48,588	
De 1 a 2 años	81,900	154,895	
De 2 a 5 años	392,550	232,279	
Más de 5 años	55,382	65,427	
Total	590,205	501,189	
Interés variable			
Menos de 1 año	850	23,143	
De 1 a 2 años	-	-	
De 2 a 5 años	25,000	25,000	
Más de 5 años	-	-	
Total	25,850	48,143	
Total deudas financieras	616,055	549,332	

Ver Nota 18.5.2 para mayor información sobre el valor razonable de las deudas financieras.

A continuación, se detalla el valor en libros de los préstamos al 31 de diciembre de 2023 y 2022 que posee la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina:

Compañía	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Banco Galicia, Banco Itaú Unibanco, Banco	Julio 2018	USD	150,000	Variable	LIBOR + 4.50%	Julio 2023	-	69,121
Santander Rio y Citibank NA (1)			150,000	Fijo	8.00%			,
Santander International	Enero 2021	USD	11,700	Fijo	1.80%	Enero 2026	68 (2)(4)	68 (2)
Santander International	Julio 2021	USD	43,500	Fijo	2.05%	Julio 2026	79 (2)(4)	79 (2)
Santander International	Enero 2022	USD	13,500	Fijo	2.45%	Enero 2027	28 (2)(4)	28 (2)
ConocoPhillips Company	Enero 2022	USD	25,000	Variable	SOFR ⁽³⁾ + 2.01%	Septiembre 2026	25,850 ⁽⁴⁾	25,594
					Te	otal préstamos	26,025	94,890

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía debía cumplir con los siguientes ratios financieros, según los parámetros definidos en el contrato de préstamo:

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- (i) La relación de la deuda neta consolidada sobre el EBITDA ("Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization") consolidado.
- (ii) El Índice de Cobertura de Intereses Consolidado al último día de cada trimestre fiscal. El "Ratio de Cobertura de Interés Consolidada" significa la proporción de (a) EBITDA consolidado sobre (b) Gastos de Intereses Consolidados para dicho período.

Esta línea de crédito incluye restricciones que restringen, pero no prohíben, entre otras cosas a Vista Argentina, Vista Holding I, Vista Holding II, Aluvional y AFBN, la capacidad de la Compañía para: (i) incurrir o garantizar deuda adicional; (ii) crear gravámenes sobre sus activos para garantizar la deuda; (iii) disponer de activos; (iv) fusionar o consolidar con una persona o un vendedor o vender o disponer de la totalidad o sustancialmente de todos sus activos; (v) cambiar la línea de negocio existente; (vi) declarar o pagar dividendos o devolver cualquier capital; (vii) hacer inversiones; (viii) realizar transacciones con afiliadas; y (ix) cambiar las prácticas contables existentes. Al 31 de diciembre de 2022, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

Adicionalmente, Vista Argentina ha emitido títulos de deuda simples no convertibles, bajo el nombre "Programa de Notas", aprobado por la Comisión Nacional de Valores ("CNV") de la República de Argentina. En la siguiente tabla se detallan los valores en libro de las ON al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

A 1 21 Ja

A1 21 Ja

Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
ON III	Febrero 2020	USD	50,000	Fijo	3.50%	Febrero 2024	_ (1)	9,607
ON VI	Diciembre 2020	USD-linked (2)	10,000	Fijo	3.24%	Diciembre 2024	9,997(5)	9,968
ON VII	Marzo 2021	USD	42,371 (3)	Fijo	4.25%	Marzo 2024	-	42,200
ON VIII	Marzo 2021	ARS	3,054,537 (4)	Fijo	2.73%	Septiembre 2024	- ⁽¹⁾	45,185
ON X	Junio 2021	ARS	3,104,063 (4)	Fijo	4.00%	Marzo 2025	- ⁽¹⁾	40,765
ON XI	Agosto 2021	USD-linked (2)	9,230	Fijo	3.48%	Agosto 2025	9,231 (5)	9,214
ON XII	Agosto 2021	USD-linked (2)	100,769	Fijo	5.85%	Agosto 2031	102,556 (5)	102,504
ON XIII	Junio 2022	USD	43,500	Fijo	6.00%	Agosto 2024	43,458	43,211
ON XIV	Noviembre 2022	USD	40,511	Fijo	6.25%	Noviembre 2025	36,484	36,408
ON XV	Diciembre 2022	USD	13,500	Fijo	4.00%	Enero 2025	13,476 (5)	13,413
	Diciembre 2022	USD-linked (2)	63,450	Fijo	0.00%	Junio 2026	63,231	63,079
ON XVI	Mayo 2023	USD-linked (2)	(3)	Fijo	0.00%	Junio 2026	40,525	-
ON XVII	Diciembre 2022	USD-linked (2)	39,118	Fijo	0.00%	Diciembre 2026	38,948	38,888
ON XVIII	Marzo 2023	USD-linked (2)	118,542	Fijo	0.00%	Marzo 2027	117,979	-
ON XIX	Marzo 2023	USD-linked (2)	4 4 4 4 6	Fijo	1.00%	Marzo 2028	16,396 ⁽⁵⁾	-
ON XX	Junio 2023	USD	13,500	Fijo	4.50%	Julio 2025	13,357 (5)	-
ON XXI	Agosto 2023	USD-linked (2)	70,000	Fijo	0.99%	Agosto 2028	69,749 (5)	-
ON XXII	Diciembre 2023	USD	14,669	Fijo	5,00%	Junio 2026	14,643	-
				3	•	Total ON	590,030	454,442
				T	otal deu	das financieras	616,055	549,332

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre 2023, la Compañía pre canceló las ON III, VIII y X.

⁽²⁾ El valor en libros corresponde a intereses, ya que el capital está colateralizado.

⁽³⁾ Secured Overnight Financing Rate ("SOFR" por sus siglas en inglés), la cual reemplaza la tasa LIBOR a partir del 30 de junio de 2023.

⁽⁴⁾ Ver Nota 33.

⁽²⁾ Suscriptas en USD, pagaderas en ARS al tipo de cambio aplicable a la fecha de vencimiento.

⁽³⁾ El 29 de mayo de 2023, la Compañía realizó la cancelación de la ON VII mediante: (i) una nueva emisión de la ON XVI por un monto de 40,785 (la cual no generó flujo de efectivo) y; (ii) la cancelación del capital e intereses remanentes. La Compañía reconoció 819 de resultado generado por el canje mencionado (Nota 11.3).

⁽⁴⁾ Importe suscripto en UVA actualizables por CER (Nota 11.3).

⁽⁵⁾ Ver Nota 33.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Bajo el mencionado Programa de Notas, Vista Argentina puede ofrecer públicamente ON en Argentina por un monto total de capital de hasta 800,000 o su equivalente en otras monedas en cualquier momento.

18.2 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en las deudas financieras fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022	
Saldos al inicio del año	549,332	610,973	
Deudas financieras recibidas (1)	358,954	228,614	
Intereses por deudas financieras (2) (Nota 11.2)	21,879	28,886	
Pagos de costos de emisión de deudas financieras	(1,779)	(1,670)	
Pagos de intereses	(22,993)	(34,430)	
Pagos de capital (1)	(252,284)	(294,917)	
Costo amortizado (2) (Nota 11.3)	1,810	2,365	
Revaluación de deuda financiera (2) (3) (Nota 11.3)	72,044	52,817	
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera (2) (3)	(111,727)	(45,821)	
Otros resultados financieros ⁽²⁾ (Nota 11.3)	819	2,515	
Saldos al cierre del año	616,055	549,332	

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023, la deuda financiera recibida y los pagos de capital incluyen 40,785 correspondientes al canje de ON mencionado en la Nota 18.1. Dichas transacciones no generaron flujo de efectivo. Al 31 de diciembre de 2022, la deuda financiera recibida y los pagos de capital incluyen 99,826 correspondientes al canje de ON mencionado en la Nota 18.1.

18.3 Títulos Opcionales

Junto con la emisión de las acciones comunes de la Serie A en la Oferta Pública Inicial ("OPI"), la Compañía colocó 65,000,000 de títulos opcionales para comprar, según los términos del título global y acta de emisión originales, un tercio de las acciones comunes de la Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos opcionales de suscripción de acciones Serie A"). Bajo dichos términos, estos títulos opcionales vencían el 4 de abril de 2023 o antes si, después de la opción de ejercicio, el precio de cierre de una acción Serie A por 20 días de negociación dentro de un período de 30 días de negociación aplicable era igual o superior al precio equivalente de USD 18.00 y la Compañía decidía terminar anticipadamente el período de ejercicio de los mismos. En el caso de que la Compañía declarase una terminación anticipada, tendría el derecho de declarar que el ejercicio de los Títulos de suscripción de acciones Serie A se realizara mediante un ejercicio "sin pago en efectivo". Si la Compañía elegía el ejercicio sin pago efectivo, los tenedores de los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A que eligieran ejercerlos deberían hacerlo mediante su entrega y recibir un número variable de acciones de la Serie A resultante de la fórmula establecida en el acta de emisión de los Títulos Opcionales, que capturaba el promedio de equivalente en USD del precio de cierre de las acciones Serie A durante un período de 10 días.

Substancialmente al mismo tiempo, los promotores de la Compañía compraron un total de 29,680,000 de títulos opcionales para comprar un tercio de una acción ordinaria Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos opcionales") por 14,840 en una colocación privada que se realizó concurrentemente con el cierre de la OPI en México. Los títulos opcionales son idénticos y fungibles con los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A; sin embargo, los primeros, podrían tener diferencias en relación con su terminación anticipada y podían ejercerse por dinero en efectivo o sin efectivo por un número variable de acciones Serie A a discreción de los promotores de la Compañía o sus cesionarios autorizados. Si los títulos opcionales eran mantenidos por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los Títulos Opcionales.

El 13 de febrero de 2019 la Compañía completó la venta de 5,000,000 de títulos opcionales para la compra de un tercio de las acciones comunes Serie A de conformidad con un acuerdo de compra a plazo y cierto compromiso de suscripción, a un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos de suscripción de acciones").

Dichas transacciones no generaron flujo de efectivo.

⁽²⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

⁽³⁾ Relacionados con las ON VIII y X, cuyos importes estaban en nominados en UVA y ajustados por CER. Al 31 de diciembre de 2023, fueron pre cancelados por la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El 4 de octubre de 2022 la asamblea de tenedores de los Títulos Opcionales de compra emitidos por la Compañía (identificados con la clave de pizarra "VTW408A-EC001" - los "Títulos Opcionales"), aprobó las modificaciones al acta de emisión y al título global que ampara los mismos. En virtud de lo cual se estableció un mecanismo de ejercicio sin pago de efectivo que permite a los tenedores, obtener 1 (una) acción serie A representativa del capital social de la Compañía por cada 31 (treinta y un) Títulos Opcionales de los que sean propietarios.

Al 4 de octubre de 2022, el pasivo por títulos opcionales fue cancelado por 32,894, monto equivalente a las 3,215,483 acciones serie A, expuesto en el rubro "Otros instrumentos del capital contable" (Nota 18.5.1 y 21.1).

De esta forma por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, se colocaron en circulación 1,176,811 y 2,038,643 acciones Serie A, respectivamente. Las mismas no poseen valor nominal (Nota 21.1).

A la fecha de estos estados financieros consolidados no existen Títulos Opcionales pendientes de ejercicio o en circulación.

18.4 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

Al 21 de diciembro de 2022	Activos/pasivos financieros a	Activos/pasivos financieros a	Total activos/pasivos financieros
Al 31 de diciembre de 2023	costo amortizado	valor razonable	linancieros
Activos Activos del plan (Nota 23)		<i>5</i> 120	5 120
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	3,284	5,438	5,438 3,284
Total activos financieros no corrientes	3,284	5,438	8,722
Total activos imancieros no corrientes	3,204	3,430	0,722
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	35,292	156,163	191,455
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	76,171	<u></u>	76,171
Total activos financieros corrientes	111,463	156,163	267,626
Pasivos			
Deudas financieras (Nota 18.1)	554,832	_	554,832
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	35,600	_	35,600
Total pasivos financieros no corrientes	590,432		590,432
Deudas financieras (Nota 18.1)	61,223	-	61,223
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	205,055	-	205,055
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	34,868		34,868
Total pasivos financieros corrientes	301,146		301,146
	Activos/pasivos	Activos/pasivos	Total
	financieros a	financieros a	activos/pasivos
Al 31 de diciembre de 2022	costo amortizado	valor razonable	financieros
Activos	costo unioi tizudo	varor razonasie	Till difference of
Activos del plan (Nota 23)	-	5,703	5,703
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	801	, -	801
Total activos financieros no corrientes	801	5,703	6,504
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	17,606	202,869	220,475
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	50,048	,507	50,048
Total activos financieros corrientes	67,654	202,869	270,523
		,	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2022	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Pasivos			
Deudas financieras (Nota 18.1)	477,601	-	477,601
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	20,644	-	20,644
Total pasivos financieros no corrientes	498,245		498,245
Deudas financieras (Nota 18.1)	71,731	-	71,731
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	221,013	-	221,013
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	8,550	<u> </u>	8,550
Total pasivos financieros corrientes	301,294		301,294

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023:

	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	1,235	=	1,235
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(21,879)	-	(21,879)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(1,810)	-	(1,810)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	18,458	-	18,458
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	2,137	-	2,137
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	19,437	19,437
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(2,894)	-	(2,894)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos			
(Nota 11.3)	(2,387)	-	(2,387)
Revaluación de deudas financieras (Nota 11.3)	(72,044)	-	(72,044)
Otros (Nota 11.3)	(26,381)	-	(26,381)
Total	(105,565)	19,437	(86,128)

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022:

	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	809	-	809
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(28,886)	-	(28,886)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(2,365)	-	(2,365)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota			
11.3)	-	(30,350)	(30,350)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	33,263	-	33,263
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(2,561)	-	(2,561)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	(17,599)	(17,599)
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(1,925)	-	(1,925)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 11.3)	(2,444)	-	(2,444)
Revaluación de deudas financieras (Nota 11.3)	(52,817)	-	(52,817)
Otros (Nota 11.3)	9,242	-	9,242
Total	(47,684)	(47,949)	(95,633)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

18.5 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre como la Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

18.5.1 Valor razonable de los activos y pasivos financieros de la Compañía que se miden a valor razonable de forma recurrente

La Compañía clasifica las mediciones del valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, que refleja la relevancia de las variables utilizadas para realizar esas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) para activos o pasivos idénticos en mercados activos.
- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 observable para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).
- Nivel 3: Datos de activos o pasivos basados en información que no se puede observar en el mercado (es decir, datos no observables).

Las siguientes tablas muestran los activos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Al 31 de diciembre de 2023	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos		<u> </u>		
Activos financieros a valor razonable con				
cambios en resultados				
Activos del plan	5,438	-	=	5,438
Inversiones corrientes	156,163	=_	<u>-</u>	156,163
Total activos	161,601	-	<u> </u>	161,601
Al 31 de diciembre de 2022	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
Activos Activos financieros a valor razonable con				
Activos financieros a valor razonable con	5,703	_		5,703
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	5,703 202,869	_ - -	- - -	

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios cotizados en el mercado a la fecha de estos estados financieros consolidados. Un mercado se considera activo cuando los precios cotizados están disponibles regularmente a través de una bolsa de valores, un corredor, una institución específica del sector o un organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones de mercado regulares y actuales entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado utilizado para los activos financieros mantenidos por la Compañía es el precio de oferta actual. Estos instrumentos están incluidos en el Nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina utilizando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable en el mercado, cuando está disponible, y se basan lo menos posible en estimaciones específicas de la Compañía. Si se pueden observar todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero, el instrumento se incluye en el Nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para determinar el valor razonable no se pudieron observar en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el Nivel 3.

No hubo transferencias entre el Nivel 1 y el Nivel 2 del 31 de diciembre de 2022 al 31 de diciembre de 2023.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2022, el valor razonable de los títulos opcionales se determinó utilizando el modelo de precios de títulos de suscripción de acciones de Black & Scholes teniendo en cuenta la volatilidad esperada de las acciones ordinarias de la Compañía al estimar la volatilidad futura del precio de las acciones de la Compañía. La tasa de interés libre de riesgo para la vida útil esperada de los títulos opcionales se basó en el rendimiento disponible de los bonos de referencia del gobierno con un plazo restante equivalente aproximado en el momento de la subvención. La vida esperada se basó en el término contractual.

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía liquidó los pasivos financieros por títulos opcionales.

Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3

	Al 31 de diciembre de 2022
Saldo al inicio del año	2,544
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	30,350
Otros instrumentos del capital contable (Nota 18.3)	(32,894)
Saldo al cierre del año	_

18.5.2 Valor razonable de activos y pasivos financieros que no se miden a valor razonable (pero se requieren revelaciones de valor razonable)

Excepto por lo detallado en la siguiente tabla, la Compañía considera que los valores en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos en los estados financieros consolidados se aproximan a sus valores razonables, tal como se explica en las notas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2023	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Deudas financieras	616,055	516,699	2
Total pasivos	616,055	516,699	
Al 31 de diciembre de 2022	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Al 31 de diciembre de 2022 Pasivos	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
	Valor en libros 549,332	Valor razonable 459,122	Nivel 2

18.6 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros

18.6.1 Factores de riesgo financiero

Las actividades de la Compañía están sujetas a varios riesgos financieros: riesgo de mercado (incluido el riesgo de tipo de cambio, riesgo de precio y riesgo de interés), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión de riesgos financieros está incluida dentro de las políticas globales de la Compañía y existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la Compañía. Dicha estrategia busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta durante o al cierre de cada año.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el departamento de finanzas de la Compañía, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres, que pueden afectar adversamente la estrategia, el desempeño, los resultados operativos y la situación financiera de la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

18.6.1.1 Riesgo de mercado

(i) Riesgo de tipo de cambio

La situación financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones son sensibles a las variaciones en el tipo de cambio entre el USD y el ARS. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía realizó operaciones con instrumentos financieros relacionados al tipo de cambio y el impacto fue reconocido en el estado de resultados y otros resultados integrales, en "Otros resultados financieros".

La mayoría de los ingresos por ventas de la Compañía están denominadas directamente en USD o bien la evolución de las ventas siguen la evolución de la cotización de esta moneda.

Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, el ARS se depreció aproximadamente 356% y 72%, respectivamente.

La siguiente tabla muestra la sensibilidad a una modificación en el tipo de cambio de ARS frente al USD, con todas las demás variables mantenidas constantes. El impacto en la utilidad antes de impuestos de la Compañía se debe a los cambios en el valor razonable de los activos y pasivos monetarios denominados en otras monedas distintas del USD, la moneda funcional de la Compañía. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativa.

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Variación en el tipo de cambio	+/- 10%	+/- 10 %
Efecto en la utilidad antes de impuestos	658 / (658)	22,938 / (22,938)
Efecto en el capital contable antes de impuestos	658 / (658)	22,938 / (22,938)

Ambiente inflacionario en Argentina

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la tasa acumulada de inflación a 3 (tres) años alcanzó un nivel de alrededor del 814% y 300%, respectivamente.

(ii) Riesgo de precio

Las inversiones de la Compañía en activos financieros clasificados como "a valor razonable con cambios en resultados" son sensibles al riesgo de cambios en los precios de mercado resultantes de incertidumbres sobre el valor futuro de dichos activos financieros.

La Compañía estima que siempre que todas las otras variables permanezcan constantes, una revaluación (devaluación) de cada precio de mercado que se detalla a continuación generaría el siguiente aumento (disminución) en la utilidad (pérdida) del año antes de impuestos en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados detallados en la Nota 18.5 de estos estados financieros consolidados:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Variación en bonos del gobierno	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	374 / (374)	243 / (243)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	15,243 / (15,243)	20,044 / (20,044)

(iii) Riesgo de tasa de interés

La gestión del riesgo de tasa de interés busca minimizar los costos financieros y limitar la exposición de la Compañía a los aumentos de tasas de interés.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la tasa de interés promedio fue de 100% y 57%, respectivamente. El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés en sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que pueden experimentar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, ya que podrían ser considerablemente más elevadas que las tasas variables. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, aproximadamente el 4% y 9% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la tasa de interés variable para los préstamos denominados en USD era del 9.32% y 4.55% respectivamente. Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, la tasa de interés variable para los préstamos denominados en ARS era de 36.31%.

La Compañía busca mitigar su exposición al riesgo de tasa de interés a través del análisis y evaluación de (i) las diferentes fuentes de liquidez disponibles en el mercado financiero y de capital, tanto nacionales como internacionales (si están disponibles); (ii) alternativas de tasas de interés (fijas o variables), monedas y términos disponibles para compañías en un sector, industria y riesgo similar al de la Compañía; (iii) la disponibilidad, el acceso y el costo de los contratos de cobertura de tasas de interés. Al hacer esto, la Compañía evalúa el impacto en las ganancias o pérdidas resultantes de cada estrategia sobre las obligaciones que representan las principales posiciones con intereses.

La Compañía considera que el riesgo de un incremento significativo en las tasas de interés es bajo y, por lo tanto, no prevé un riesgo sustancial en su endeudamiento.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

18.6.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito, según las definiciones de la Gerencia en base a calificaciones internas o externas. La Compañía realiza evaluaciones crediticias constantes sobre la capacidad financiera de sus clientes, lo que minimiza el riesgo potencial de pérdidas crediticias esperadas. El riesgo de crédito del cliente se gestiona sujeto a la política, los procedimientos y los controles establecidos por la Compañía. Las cuentas por cobrar son monitoreadas regularmente.

El riesgo de crédito representa la exposición a posibles pérdidas resultantes del incumplimiento de los clientes por las obligaciones asumidas se deriva principalmente de factores económicos y financieros.

La Compañía ha establecido una reserva para pérdidas crediticias esperadas que representa la mejor estimación de posibles pérdidas asociadas con las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

La Compañía tiene la siguiente concentración de riesgo de crédito con respecto a su participación en todas las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y en los ingresos por cada año.

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:		_
Clientes		
Raizen Argentina S.A.	41%	32%
PEMEX	21%	18%
ENAP Refinerías S.A.	18%	-%
Trafigura	7%	19%
Cinergia Chile S.p.a	1%	10%

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Raizen Argentina S.A.	24%	20%
Trafigura	16%	26%
Trafigura Pte LTD	16%	21%
Valero Marketing and Supply Company	10%	8%
Repsol Trading USA Corp.	10%	-%
Gas Natural		
Cinergia Chile S.p.a	30%	22%
CAMMESA	8%	7%
Rafael G. Albanesi S.A.	6%	8%
Generación Mediterránea S.A.	-%	9%

Ningún otro cliente individual tiene una participación en el monto total de estas cuentas por cobrar o ingresos que excedan el 10% en alguno de los años presentados.

La Compañía no mantiene garantías como seguros. La Compañía evalúa la concentración de riesgo con respecto a las cuentas por cobrar y otras cuentas como alta, ya que sus clientes se concentran como se detalla anteriormente.

A continuación, se presenta la información sobre la exposición al riesgo de crédito en las cuentas por cobrar de la Compañía (Nota 17):

Al 31 de diciembre de 2023	A vencer	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total
Importe bruto de cuentas por cobrar de petróleo y gas	57,873	1,914	52	59,839
Pérdida crediticia esperada	-	-	(52)	(52)
Importe neto de cuentas por cobrar de petróleo y gas				59,787
			_	
Al 31 de diciembre de 2022	A vencer	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total
Importe bruto de cuentas por cobrar de petróleo y gas	32,921	6,057	231	39,209
Pérdida crediticia esperada	-	-	(231)	(231)
Importe neto de cuentas por cobrar de petróleo y gas				

El riesgo crediticio de los fondos comunes de inversión y otras inversiones financieras es limitado, ya que las contrapartes son instituciones bancarias de alta calidad crediticia. Si no hay calificaciones de riesgo independientes, el área de control de riesgo evalúa la solvencia del cliente, basándose en experiencias pasadas y otros factores.

18.6.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado con la capacidad de la Compañía para financiar sus compromisos y llevar a cabo sus planes de negocios con fuentes financieras estables, así como con el nivel de endeudamiento y el perfil de vencimientos de la deuda financiera. La proyección del flujo de efectivo es realizada por el departamento de finanzas.

La Compañía supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para garantizar la suficiencia de efectivo e instrumentos financieros líquidos para satisfacer las necesidades operativas. Esas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de la deuda, y si corresponde, los requisitos regulatorios o legales externos, tales como, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El exceso de efectivo y los saldos por encima de los requisitos de gestión del capital de trabajo son administrados por el departamento de finanzas, que los invierte principalmente en fondos comunes de inversión y fondos monetarios de mercado seleccionando instrumentos con monedas y vencimientos oportunos, y una calidad crediticia y liquidez adecuadas para proporcionar un margen suficiente según lo determinado en las proyecciones anteriormente mencionadas.

La Compañía mantiene sus fuentes de financiamiento diversificadas entre los bancos y el mercado de capitales, y está expuesta al riesgo de refinanciamiento al vencimiento.

A continuación, se detalla la determinación del índice de liquidez de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Activos Corrientes	425,904	347,690
Pasivos Corrientes	359,386	408,344
Índice de liquidez	1.185	0.852

La siguiente tabla incluye un análisis de los pasivos financieros de la Compañía, agrupados según sus fechas de vencimiento y considerando el período restante hasta su fecha de vencimiento contractual desde la fecha de los estados financieros.

Los importes mostrados en la tabla son los flujos de fondos contractuales no descontados.

Al 31 de diciembre de 2023	Pasivos financieros, excluyendo deudas financieras	Deudas financieras	Total
A vencer:			
Menos de 1 año	239,923	61,223	301,146
De 1 a 2 años	11,898	81,900	93,798
De 2 a 5 años	16,120	417,550	433,670
Más de 5 años	7,582	55,382	62,964
Total	275,523	616,055	891,578
Al 31 de diciembre de 2022	Pasivos financieros, excluyendo deudas financieras	Deudas financieras	Total
Al 31 de diciembre de 2022 A vencer:	financieros, excluyendo deudas		Total
	financieros, excluyendo deudas		Total 301,294
A vencer:	financieros, excluyendo deudas financieras	financieras	
A vencer: Menos de 1 año	financieros, excluyendo deudas financieras	financieras - 71,731	301,294
A vencer: Menos de 1 año De 1 a 2 años	financieros, excluyendo deudas financieras 229,563 5,147	71,731 154,895	301,294 160,042

<u>18.6.1.4 Otros riesgos</u>

Acceso al mercado de cambios en Argentina

A continuación, se detalla el marco normativo establecido por el Banco Central de la República Argentina ("BCRA") durante el años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022; por medio del cual se establecieron ciertos límites y ajustes para el atesoramiento y consumos en moneda distinta al ARS; y para la adquisición de divisas a las que puede acceder la Compañía:

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

(i) Comunicación "A" 7532 y complementarias

Con fecha 27 de junio de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7532, el BCRA incorporó requisitos adicionales para las operaciones de clientes alcanzadas por el Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios ("SIMPES"). A tal efecto, solo se dará acceso al mercado de cambios en la medida que se verifique alguna de las siguientes condiciones, entre otras:

(a) la Compañía cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto acumulado (incluyendo el pago que se pretende cursar; y aquellos cursados por el cliente a través del mercado de cambios por los conceptos alcanzados por la SIMPES, en el año calendario en curso), 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 50.000 (cincuenta mil), se adoptará este último monto o el límite anual, de los dos el 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 cumpla las siguientes condiciones: (i) quede encuadrado en los mecanismos previstos en los puntos 3.18. y 3.19 del T.O. Exterior y Cambios; (ii) corresponda a los conceptos "S08. Prima de seguros" y "S09. Pago de siniestros"; y (iii) se produzca a partir de los 180 (ciento ochenta) días corridos de la fecha de la prestación efectiva del servicio;

Sin embargo, la Comunicación "A" 7547, de fecha 14 de julio de 2022, reduce el plazo a 60 (sesenta) días corridos en el caso que el pago corresponda a servicios contratados a no residentes por empresas del sector energético para atender sus necesidades operativas.

(c) el cliente por su parte: (i) acceda 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 al menos el 50% del capital tenga vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días; (ii) acceda 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.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Comunicación "A" 7532 y sus complementarias, continúan vigentes.

(ii) Comunicación "A" 7552 y complementarias

Con fecha 21 de julio de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7552 el BCRA incluyó a la tenencia de certificados de depósitos argentinos ("CEDEAR") en el límite de disponibilidad de 100,000 (cien mil) que pueden tener quienes acceden al mercado oficial de cambios.

En este sentido, la entidad deberá contar con una declaración jurada donde conste el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente; y la constancia del día en que se solicita el acceso al mercado, validando que en los 90 (noventa) días corridos anteriores en el caso de títulos valores emitidos con legislación argentina y en los 180 (ciento ochenta) días corridos anteriores en el caso de títulos valores emitidos con legislación extranjera: (a) no ha concertado ventas en el país de títulos de valores con liquidación en moneda extranjera; (b) no ha realizado canjes de títulos emitidos por residentes por activos externos; (c) no ha realizado transferencias de títulos de valores a entidades del exterior; (d) no ha adquirido en el país títulos de valores emitidos por no residentes con liquidación en ARS; (e) no ha adquirido certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras; (f) no ha adquirido títulos de valores representativos de deuda privada emitidos en el exterior; (g) no ha 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.

A efectos de la elaboración de las declaraciones juradas, no se deberán tener en cuenta: (i) las transferencias de títulos valores a entidades del exterior realizadas por el cliente con el objeto de canjear títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, o emisores residentes del sector privado, siempre que el cliente se comprometa a presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados; (ii) la entrega de activos locales para cancelar una deuda con una entidad financiera del exterior; y/o

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- (iii) las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior cuando la totalidad de los fondos obtenidos de tales liquidaciones se haya utilizado o será utilizada dentro de los 10 (diez) días corridos a las siguientes operaciones:
- a) Pagos de vencimiento de capital o intereses con el exterior desembolsados a partir del 2 de octubre de 2023 y que contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital;
- b) Repatriaciones del capital y rentas asociadas a las inversiones directas de no residentes recibidas a partir del 2 de octubre de 2023, en la medida que se produzca como mínimo 1 (un) año después del aporte de capital y en cumplimiento con los mecanismos legales previstos;
- c) Pagos de vencimiento de capital o intereses de títulos de deuda emitidos a partir del 2 de octubre de 2023 con registro público en el país; denominados y suscriptos en moneda extranjera, pagaderos en el país y que contemplen como mínimo 2 (dos) años de gracia para el pago de capital:
- d) Pagos de vencimiento de capital o intereses financieros con el exterior que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de capital y/o intereses de operaciones contempladas en los incisos a) y c) precedentes, en la medida que no anticipen el vencimiento de la deuda original;
- e) Pagos de vencimiento de capital o intereses de títulos de deuda emitidos con registro público en el país, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en el país, que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de capital y/o intereses de operaciones contempladas en el inciso c) precedente en la medida que las refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original.

En todos los casos el cliente deberá presentar una declaración jurada dejando constancia de que los fondos recibidos por las operaciones de los incisos a) a c) precedentes se utilizaron para concretar pagos relacionados con la concreción de inversiones en la República Argentina.

(f) ventas con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior de los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("BOPREAL") o las transferencias al exterior, cuando sean realizados por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria.

En todos los casos se requiere conformidad previa del BCRA.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Comunicación "A" 7552 y sus complementarias, continúan vigentes.

(iii) Comunicación "A" 7570 y complementarias

Con fecha 5 de agosto de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7570, el BCRA estableció que los anticipos y los pre y post financiaciones del exterior deberán ser ingresadas en el mercado de cambios dentro de los 5 (cinco) días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, contando con un plazo adicional de 10 (diez) días corridos para concretar su liquidación en el mercado de cambios. Por las exportaciones comprendidas en el Decreto No. 28/23, lo indicado precedentemente se considerará cumplimentado cuando el exportador haya ingresado y liquidado en el mercado de cambios un monto no menor al 80% del contravalor de los anticipos, pre y post-financiaciones y por la porción no liquidada haya concretado operaciones de compraventa con títulos valores, en las cuales los títulos valores son adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local en el país. El plazo se ampliará a 180 (ciento ochenta) días corridos de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, cuando el cliente cumpla la totalidad de las siguientes condiciones: (a) la transferencia de las divisas haya ingresado en la cuenta de corresponsalía de la entidad local entre el 10 de abril de 2023 y el 31 de diciembre de 2024, extensión del plazo actualizada mediante la Comunicación "A" 7953; (b) el cliente haya registrado liquidaciones de divisas en el mercado de cambios por anticipos, pre y post financiaciones del exterior en el año 2022 por un monto igual o superior al equivalente a 100.000.000 (cien millones); (c) el cliente ingrese los fondos para su acreditación en una "Cuenta especial para acreditar financiación de exportaciones" de su titularidad hasta que se concrete la liquidación; y (d) la transferencia al exterior de los fondos que permanezcan como transferencias pendientes de liquidación requerirá la conformidad previa del BCRA.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

(iv) Comunicación "A" 7914 y complementarias

Con fecha 7 de diciembre de 2023, por medio de la Comunicación "A" 7914, modificando la Comunicación "A" 7507 emitida el 5 de mayo de 2022, el BCRA estableció, entre otras cosas, incorporar a las normas de "Exterior y cambios" algunas modificaciones relativas al acceso al mercado de cambios para cursar pagos de importaciones de bienes; y extendió el plazo de vigencia de restricciones para el acceso al mercado de cambios para determinados endeudamientos financieros hasta el 31 de diciembre de 2023.

En tal sentido, el BCRA exige que las compañías que tengan endeudamientos financieros con el exterior; y con pagos de capital programados dentro del período comprendido entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 (el "Período Relevante"); deberán presentar un plan de refinanciación (el "Plan de Refinanciación") conforme los siguientes criterios: (a) el monto de capital por el cual el deudor podrá acceder al mercado de cambios hasta el 31 de diciembre de 2023 no superó el 40% del monto del capital que vencía en el Período Relevante; y (b) el monto relacionado con el 60% restante del capital adeudado, deberá ser refinanciado mediante un nuevo endeudamiento con una vida promedio de 2 (dos) años mayor a la vida promedio remanente del capital refinanciado.

El esquema de refinanciación se considerará completo cuando el deudor acceda al mercado de cambios para cancelar capital por un monto superior al 40% del capital original, en la medida que posea una "*Certificación de aumento de exportaciones de bienes*" o con una certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural en concepto de: (a) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; (b) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas; y (c) la operación se concrete mediante una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una "Cuenta especial para el régimen de fomento de la economía del conocimiento" del cliente y el cliente cuente con una "Certificación por aportes de inversión directa en el marco del Régimen de Fomento de la Economía del Conocimiento.

(v) Comunicación "A" 7917 y complementarias

A través de la Comunicación "A" 7917 de fecha 13 de diciembre de 2023, el BCRA dio a conocer las nuevas condiciones para el acceso al mercado de cambios para el pago de las importaciones de bienes y servicios, entre las que se destacan principalmente, las siguientes:

- (a) Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para hacer pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero siempre el mismo respete el cronograma establecido;
- (b) Las entidades también podrán dar acceso al mercado de cambios antes de los plazos a los que se hace referencia en el punto anterior; o bien podrán cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos antes de los plazos previstos cuando se cumplan las siguientes condiciones (entre otras):
 - El cliente accede al mercado de cambios a través de fondos originados en una financiación de importaciones de bienes otorgada por una entidad financiera local; o 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; o con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero con el exterior. En todos los casos debe estar en cumplimiento con las normas del "Exterior y cambios".
- Se trate de un pago de importaciones de bienes o de bienes de capital, enmarcados en el mecanismo previsto en el punto 7.11. y 7.10.2.2. de las normas de "Exterior y cambios".
- El cliente accede para realizar un pago de capital de deudas comerciales por la importación de bienes y cuenta con el equivalente al valor que abona con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto No. 277/22)";
- El pago corresponda a operaciones financiadas o garantizadas hasta diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior, o por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito;
- El pago corresponda a importaciones de bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023;

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

En caso de pago de servicios prestados por no residentes, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes, en la medida se cumplan las condiciones establecidas en la norma de "Exterior y Cambios".

En todos los casos que menciona la norma, las operaciones deberán ser convalidadas en el sistema online implementado a tal efecto por el BCRA.

(vi) Comunicación "A" 7925

Mediante la Comunicación "A" 7925 de fecha 22 de diciembre de 2023, el BCRA reglamenta el BOPREAL, estableciendo que quienes sean titulares de stock de deuda de importaciones de bienes y servicios prestados acumulados hasta el 12 de diciembre de 2023, podrán cancelar con BOPREAL: (i) obligaciones impositivas y aduaneras, con más sus intereses, multas y accesorios de deuda, con la previa validación de la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"); (ii) deudas por importaciones de bienes y servicios en los términos establecidos en el artículo 1° del Decreto No. 72/2023 a su valor técnico calculado al tipo de cambio que resulte aplicable, según los plazos y condiciones que estipulen la AFIP en conjunto con el BCRA.

Adicionalmente, se dispone que la suscripción en pesos de bonos o títulos emitidos en dólares estadounidenses por el BCRA, conforme lo determine la AFIP, por parte de quienes tengan deudas por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero y/o importación de servicios; quedaran alcanzadas por el Impuesto PAIS.

(vii) Comunicación "A" 7935 y complementarias

Con fecha 28 de diciembre de 2023, por medio de la Comunicación "A" 7935, modificando la Comunicación "A" 7914 emitida el 7 de diciembre de 2023, el BCRA promulgó un nuevo texto ordenado de las normas de "Exterior y cambios" mediante el cual, entre otras cosas, prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2024:

- (a) las restricciones cambiarias aplicables a los pagos de importaciones;
- (b) la conformidad previa para cursar pagos de endeudamientos financieros del exterior con acreedores vinculados; y
- (c) las normas en materias de refinanciación de pasivos externos ("T.O. Exterior y Cambios").

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía ha tomado todas las acciones necesarias para dar cumplimiento a lo establecido por las comunicaciones antedichas y continúa monitoreando nuevos cambios al marco normativo y el impacto que tendrían en la cancelación de deudas en monedas distintas al ARS.

Nota 19. Inventarios

Nota 19. Inventarios		
	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Materiales y repuestos	4,651	8,177
Inventario de petróleo crudo (Nota 6.2)	2,664	4,722
Inventario asignado de petróleo crudo	234	-
Total inventarios	7,549	12,899
Nota 20. Caja, bancos e inversiones corrientes	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Fondos comunes de inversión	152,426	202,165
Fondos monetarios de mercado	35,292	15,881
Bancos	21,798	23,910
Bonos del gobierno	3,737	2,429

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los equivalentes de efectivo incluyen los recursos disponibles en efectivo y en banco y aquellas inversiones con un vencimiento inferior a 3 (tres) meses. A efectos del estado de flujo de efectivo consolidado, en la siguiente tabla se muestra una conciliación entre caja, bancos e inversiones corrientes y el efectivo y equivalentes:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Caja, bancos e inversiones corrientes	213,253	244,385
Menos		
Bonos del gobierno	(3,737)	(2,429)
Efectivo y equivalentes de efectivo	209,516	241,956

Nota 21. Capital social y gestión del riesgo de capital

21.1 Capital social

El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el capital social de la Compañía para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

	Series A	Series C	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2021	586,706	-	586,706
Número de acciones	88,629,877	2	88,629,879
Reducción de capital social	(39,530)	-	(39,530)
Número de acciones	-	-	-
Ejercicio sin pago en efectivo de títulos opcionales	_	-	_
Número de acciones	2,038,643	-	2,038,643
Recompra de acciones	(29,304)	-	(29,304)
Número de acciones recompradas	(3,234,163)	-	(3,234,163)
Acciones Serie A concedidas en LTIP	1	-	1
Número de acciones	972,121	-	972,121
Saldo al 31 de diciembre de 2022	517,873		517,873
Número de acciones	88,406,478	2	88,406,480
Ejercicio sin pago en efectivo de títulos opcionales	_	_	_
Número de acciones	1,176,811	-	1,176,811
Acciones Serie A concedidas en LTIP	1	-	1
Número de acciones	5,772,141	-	5,772,141
Saldo al 31 de diciembre de 2023	517,874		517,874
Número de acciones	95,355,430	2	95,355,432

1) Acciones Serie A

El 27 de septiembre de 2022, el Consejo de Administración aprobó la reducción de la parte variable del capital social de la Compañía por un monto de 39,530 para la absorción de las pérdidas acumuladas al 31 de agosto de 2022, según los estados financieros no consolidados de la Compañía. El 7 de diciembre de 2022, mediante Asamblea General Ordinaria se ratificó la transacción. Esta operación no requirió cancelación de acciones Serie A, ya que las mismas no poseen valor nominal. Asimismo, esta operación no generó ningún efecto impositivo en México.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El 4 de octubre de 2022 la asamblea de tenedores de los títulos opcionales emitidos por la Compañía (identificados con la clave de pizarra "VTW408A-EC001" - los "títulos opcionales"), aprobó las modificaciones al acta de emisión y al título global que ampara los mismos. En virtud de esto se estableció un mecanismo de ejercicio, sin pago de efectivo, que permitió a los tenedores, obtener una acción Serie A representativa del capital social de la Compañía por cada 31 títulos opcionales de los que sean propietarios (Nota 18.3). Como resultado, se podrían poner en circulación un máximo de 3,215,483 acciones, una vez convertidos todos los títulos opcionales. Así mismo el 2 de marzo de 2023, la CNBV habilitó el ejercicio automático sin pago en efectivo, por lo que el 15 de marzo de 2023, en virtud de dicho ejercicio automático la totalidad de los títulos opcionales que se encontraban en circulación fueron ejercidos, por lo tanto a la fecha de estos estados financieros consolidados, no hay títulos opcionales en circulación.

De esta forma al 31 de diciembre de 2023 y 2022, se colocaron en circulación 1,176,811 y 2,038,643 acciones Serie A, respectivamente. Las mismas no poseen valor nominal, y el importe resultante de este canje cuyo monto fue de 32,144, se expone en el rubro de "Otros instrumentos del capital contable".

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, la Compañía recompró 3,234,163 acciones Serie A por un monto total de 29,304, las cuales a la fecha de este reporte se encuentran reservadas en tesorería y no generaron ningún efecto fiscal en México.

Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía emitió 5,772,141 y 972,121 acciones serie A vinculadas con el LTIP.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el capital social variable de la Compañía está compuesto por 95,355,430 y 88,406,478 acciones Serie A, respectivamente, sin expresión de valor nominal, cada una de las cuales otorga derecho a un voto, las cuales están totalmente suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el capital social autorizado de la Compañía incluye 33,436,809 y 40,385,761 acciones comunes Serie A, respectivamente, que se encuentran reservadas en tesorería.

2) Series C

La porción variable del capital social es una cantidad ilimitada, de acuerdo con el estatuto social y las leyes aplicables, mientras que la porción fija de capital social está dividida en 2 acciones clase C.

El 17 de marzo de 2023, Vista concluyó una operación que resultó en la adquisición de las 2 (dos) acciones serie C en circulación, de conformidad con el programa de recompra de acciones autorizada por los accionistas de la Compañía. Estas acciones serie C se encuentran actualmente en poder de la Compañía.

21.2 Reserva legal y reserva para recompra de acciones

De acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas, la Compañía debe asignar al menos el 5% de la utilidad neta del año para aumentar la reserva legal hasta que alcance el 20% del capital social, utilizando como base los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Con fecha 26 de abril de 2022, mediante Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria, los accionistas de la Compañía aprobaron la creación de una reserva para la recompra de acciones propias por un monto total de 23,840, y la constitución de la reserva legal por 1,255, ambas en base a los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Con fecha 7 diciembre de 2022, mediante Asamblea General Ordinaria, los accionistas de la Compañía aprobaron un incremento en el monto de la reserva para la recompra de acciones propias por un monto adicional de 25,625, y el incremento de la reserva legal por 1,348, ambas en base a los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Con fecha 24 de abril de 2023, mediante Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria, los accionistas de la Compañía aprobaron un incremento en el monto de la reserva para la recompra de acciones propias por un monto total de 29,859, y el incremento de la reserva legal por 5,630, ambas en base a los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

21.3 Gestión del riesgo de capital contable

Al administrar su capital, la Compañía tiene como objetivo salvaguardar su capacidad para continuar operando bajo el supuesto de empresa en marcha y generar ganancias para sus accionistas y beneficios para otras partes interesadas; así como mantener una estructura de capital óptima.

La Compañía monitorea su capital contable en función del índice de apalancamiento. Esta relación se calcula dividiendo: (i) la deuda neta (deudas financieras y pasivos por arrendamiento menos caja, bancos e inversiones corrientes) por; (ii) el capital contable.

El índice de apalancamiento al 31 de diciembre de 2023 y 2022 fue el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Total deudas financieras y pasivos por arrendamiento	686,523	578,526
Menos: caja, bancos e inversiones corrientes	(213,253)	(244,385)
Deuda neta	473,270	334,141
Total capital contable	1,247,015	844,060
Índice de apalancamiento	37.95%	40.00%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022.

Nota 22. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022	
No corrientes	_		
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	12,191	31,389	
Remediación ambiental	148	279	
Total provisiones no corrientes	12,339	31,668	
<u>Corrientes</u>			
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	3,096	1,135	
Remediación ambiental	936	1,542	
Contingencias	101	171	
Total provisiones corrientes	4,133	2,848	

22.1 Provisión para el taponamiento y abandono de pozos

De acuerdo con las regulaciones aplicables en los países donde la Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas, debe incurrir en costos asociados con el taponamiento y el abandono de pozos. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía posee un fideicomiso de taponamiento y abandono de pozos en México, sin embargo, en Argentina no se ha otorgado ningún activo en garantía para liquidar tales obligaciones.

La provisión de taponamiento y abandono de pozos representa el valor actual de los costos de desmantelamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas, en los que se espera incurrir hasta el final de cada concesión, cuando se espera que los pozos productores de petróleo y gas cesen sus operaciones. Estas provisiones han sido creadas en base a las estimaciones internas de la Compañía o del operador, según corresponda.

Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, por lo que la Compañía considera una base razonable sobre la cual estimar el pasivo futuro. Estas estimaciones se revisan periódicamente para tener en cuenta los cambios sustanciales en los supuestos. Sin embargo, los costos reales de taponamiento y abandono de pozos dependerán en última instancia de los precios futuros del mercado para los trabajos necesarios de taponamiento y abandono. Además, es probable que el momento de taponamiento y abandono del pozo dependa de cuándo los campos dejen de producir a tasas económicamente viables. Esto, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y del gas, que son inherentemente inciertos.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La tasa de descuento utilizada en el cálculo de la provisión al 31 de diciembre de 2023 oscila entre 4.40% y 11.09 % mientras que para el cálculo el 31 de diciembre de 2022 oscila entre 8.54% y 11.13%.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la misma no tendría un impacto significativo en la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

A continuación, se detallan los movimientos del año de la provisión de taponamiento y abandono:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Saldos al inicio del año	32,524	30,796
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 11.3)	2,387	2,444
(Disminución) por cambio en estimaciones capitalizadas (Nota 13)	(930)	(713)
(Disminución) por cambio en estimaciones de activos convencionales (1)	(18,697)	-
Diferencias de cambio	3	(3)
Saldos al cierre del año	15,287	32,524

⁽¹⁾ De acuerdo a lo mencionado en el Nota 1.2.1, la Compañía posee un crédito con Aconcagua, ya que esta última asume todas las obligaciones de taponamiento y abandono de pozos e instalaciones pasadas, presentes y futuras derivadas de las Concesiones involucradas en la transacción hasta la finalización del Período Operativo; sin embargo, la Compañía aún posee el 100% de la titularidad de dichas concesiones (Nota 1.1).

22.2 Provisión de remediación ambiental

La Compañía realiza estudios de impacto ambiental para nuevos proyectos e inversiones y, hasta la fecha, los requisitos ambientales y las restricciones impuestas a estos nuevos proyectos no han tenido ningún impacto adverso importante en los negocios de la Compañía.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la misma no tendría un impacto significativo en la obligación por remediación ambiental.

A continuación, se detallan los movimientos del año de la provisión de remediación ambiental:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Saldos al inicio del año	1,821	1,599
Aumentos (Nota 10.2)	485	2,133
Aumentos por cambio en estimaciones de activos convencionales (1)	624	-
Diferencias de cambio	(1,846)	(1,911)
Saldos al cierre del año	1,084	1,821

⁽¹⁾ De acuerdo a lo mencionado en el Nota 1.2.1, la Compañía posee un crédito con Aconcagua, ya que esta última asume todas las obligaciones por remediación ambiental pasadas, presentes y futuras derivadas de las Concesiones involucradas en la transacción hasta la finalización del Período Operativo; sin embargo, la Compañía aún posee el 100% de la titularidad de dichas concesiones (Nota 1.1).

22.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) forma parte de diversos reclamos comerciales, fiscales y laborales, originados en el curso normal de sus actividades. A efectos de determinar un adecuado nivel de provisión para estimar los montos y la probabilidad de ocurrencia, la Compañía cuenta con la asistencia de asesores.

La determinación de las estimaciones está sujeta a cambios en el futuro, entre otras cuestiones, relacionadas con nuevos acontecimientos a medida que se desarrolla cada proceso y con hechos no conocidos al momento de la evaluación. Por ese motivo, la resolución adversa de los procesos podría exceder las provisiones establecidas.

Los reclamos totales y las acciones legales ascienden a un monto de 101 y 171, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, de los cuales la Compañía ha estimado una pérdida probable de 101 y 171, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión de sus asesores, considera que el monto de la provisión es suficiente para cubrir las contingencias que puedan ocurrir. No hay reclamos ni otros asuntos que, individualmente o en conjunto, no hayan sido provisionados o revelados por la Compañía, en estos estados financieros consolidados.

A continuación, se detallan los movimientos del año de la provisión para contingencias:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Saldos al inicio del año	171	142
Aumentos (Nota 10.2)	69	379
Importes incurridos por pagos	(46)	(307)
Diferencia de cambio	(93)	(43)
Saldos al cierre del año	101	171

Nota 23. Beneficios a empleados

El plan de beneficios a empleados originalmente aplica sólo a aquellos que cumplan con ciertas condiciones, entre ellas, que hayan participado en el plan de beneficios definidos de manera ininterrumpida, y que, habiéndose unido a la Compañía antes del 31 de mayo de 1995, tienen el número requerido de años de servicio, por lo tanto, son elegibles para recibir al retirarse un cierto monto de acuerdo con las disposiciones del plan.

Dicho plan se basa en el último salario computable y el número de años trabajados después de deducir los beneficios del sistema de pensiones argentino administrado por la Administración Nacional de Seguridad Social ("ANSES").

Al momento de la jubilación, dichos empleados tienen derecho a recibir un pago mensual a valor constante, que se actualiza al final de cada año por el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos ("INDEC") de la Argentina. En el caso de que durante un año determinado la variación de la misma exceda el 10%, el pago se ajustará provisionalmente una vez que se haya excedido este porcentaje.

El plan se respalda con activos depositados exclusivamente por la Compañía y sin ninguna contribución de los empleados en un fondo fiduciario. Los activos del fondo pudieran ser invertidos por la Compañía en instrumentos del mercado monetario denominados en USD o depósitos a plazo fijo para preservar el capital acumulado y obtener un rendimiento en línea con un perfil de riesgo moderado. Los fondos se invierten principalmente en bonos de los Estados Unidos de América ("EE.UU."); bonos del Tesoro y documentos comerciales con calificación de calidad.

El Banco de Nueva York Mellon es el fiduciario y Willis Towers Watson es el agente gestor. En caso de que haya un exceso (debidamente certificado por un actuario independiente) de los fondos que se utilizarán para liquidar los beneficios otorgados por el plan, la Compañía tendrá derecho a la opción de usarlo, en cuyo caso deberá notificar al fiduciario.

Los siguientes cuadros resumen los componentes del gasto neto y la obligación reconocidos en los estados financieros consolidados:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Costo de servicios	(25)	(44)
Costo de intereses	(639)	(458)
Cancelación	364	-
Total	(300)	(502)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Al 31 de diciembre de 2023		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable de los activos del plan	Pasivo neto
Saldos al inicio del año	(19,009)	6,758	(12,251)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios	(25)	-	(25)
Costo de intereses	(909)	270	(639)
Cancelación	364	-	364
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
Ganancia por remedición actuarial	6,213	352	6,565
Pagos de beneficios	777	(777)	-
Pago de contribuciones	1,294	(1,011)	283
Saldos al cierre del año	(11,295)	5,592	(5,703)

	Al 31 de diciembre de 2022		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable de los activos del plan	Pasivo neto
Saldos al inicio del año	(15,416)	7,594	(7,822)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios	(44)	-	(44)
Costo de intereses	(806)	348	(458)
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
(Pérdidas) por remedición actuarial	(3,911)	(270)	(4,181)
Pagos de beneficios	1,168	(1,168)	-
Pago de contribuciones	-	254	254
Saldos al cierre del año	(19,009)	6,758	(12,251)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada año por categoría es el siguiente:

	Al 31 de	Al 31 de	
	diciembre de 2023	diciembre de 2023	
Bonos del gobierno americano	5,438	5,703	
Efectivo y equivalentes de efectivo	154	1,055	
Total	5,592	6,758	

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos 10 (diez) años. Los montos en la tabla representan los flujos de efectivo no descontados y, por lo tanto, no concilian con las obligaciones registradas al final del año:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Menos de 1 año	974	1,562
De 1 a 2 años	974	1,538
De 2 a 3 años	963	1,542
De 3 a 4 años	946	1,526
De 4 a 5 años	925	1,506
De 6 a 10 años	4,242	7,113

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	Al 31 de	Al 31 de diciembre de 2022
	diciembre de 2023	
Tasa de descuento	5%	5%
Tasa de retorno de activos	5%	5%
Aumento de salario	1%	1%

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de una variación en la tasa de descuento y el aumento de salarios en el monto de la obligación.

- (i) Si la tasa de descuento aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos disminuiría en 888 (aumento en 1,034) al 31 de diciembre de 2023.
- (ii) Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 9 (disminución en 9) al 31 de diciembre de 2023.
- (iii) Si la tasa de descuento aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos disminuiría en 1,560 (aumento en 1,828) al 31 de diciembre de 2022.
- (iv) Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 82 (disminución en 79) al 31 de diciembre de 2022.

El análisis de sensibilidad detallado se ha determinado en base a los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada año de reporte, en función de un cambio en un supuesto manteniendo constantes los restantes. En la práctica, es poco probable que esto ocurra, y los cambios en algunos de los supuestos pueden estar correlacionados. Por lo tanto, el análisis presentado puede no ser representativo del cambio real en la obligación de beneficio definido.

Además, al presentar el análisis de sensibilidad anterior, el valor presente de la obligación por beneficios definidos se ha calculado utilizando el método de crédito unitario proyectado al final de cada año de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

Los métodos y tipos de supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no cambiaron en comparación con el año anterior.

Nota 24. Salarios y contribuciones sociales

TVOITA 24. SAIATIOS y CONTITIOUCIONES SOCIATES	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Corrientes	_	
Provisión por bonos e incentivos	12,657	17,599
Salarios y contribuciones sociales	4,898	7,521
Total salarios y contribuciones sociales corrientes	17,555	25,120
Nota 25. Otros impuestos y regalías		
·	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Corrientes		
Regalías y otros	33,862	12,642
Retenciones de impuestos	1,603	7,205
Otros	1,084	465
Total otros impuestos y regalías corrientes	36,549	20,312

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 26. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Corrientes		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	204,696	196,484
Total cuentas por pagar corrientes	204,696	196,484
Otras cuentas por pagar:		
Saldos con socios de operaciones conjuntas	197	161
Canon extraordinario Plan Gas IV	162	488
Otros pasivos con terceros (1)	-	23,880
Total otras cuentas por pagar corrientes	359	24,529
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	205,055	221,013

⁽¹⁾ Relacionado con la adquisición del 50% de participación operada en las concesiones no convencionales de Aguada Federal y Bandurria Norte, mencionado en la Nota 29.2.5.

Excepto por lo mencionado anteriormente, debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes, su importe en libros se considera que es el mismo que su valor razonable. El importe en libros de las cuentas por pagar no corrientes no difiere significativamente de su valor razonable.

Nota 27. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 proporciona información sobre la estructura de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía no posee saldos con partes relacionadas.

Remuneración del personal directivo

A continuación, se detallan los montos reconocidos en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados, relacionados con el personal clave de la compañía:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Transacciones de pagos basados en acciones	18,618	13,119
Beneficios de corto plazo	13,959	12,990
Compensación total pagada al personal clave	32,577	26,109

Nota 28. Compromisos y contingencias

Para una descripción de los compromisos y contingencias de la Compañía con respecto a sus propiedades de petróleo y gas (Nota 29.4).

28.1 Proyecto Duplicar Plus - Oldelval

El 21 de diciembre de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, fue adjudicada con una capacidad de transporte de crudo de 5,010 m3/día; en el marco del proyecto de ampliación de la traza existente desde Allen hasta Puerto Rosales llevado a cabo por Oldelval (concesionaria de transporte del ducto), por un total de 50,000 m3/día. En este marco, la Compañía se comprometió a realizar un adelanto de inversión de 118,000 entre los años 2023 y 2025; el cual luego se recuperará de la tarifa mensual del servicio.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía ha efectuado erogaciones vinculadas con este compromiso por 34,660 registrada en el rubro "Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar" bajo el nombre de "Pagos anticipados de inversiones en infraestructura" (Nota 17 y 33).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

28.2 Proyecto ampliación de la terminal marítima y estación de bombeo Puerto Rosales

El 27 de enero de 2023, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, fue adjudicada con una capacidad de almacenaje y despacho de 35,666 m3 y 5,944 m3/día, respectivamente; en el marco del proyecto de ampliación de la terminal marítima y estación de bombeo Puerto Rosales en el cual Oiltanking Ebytem S.A. ("Oiltanking") licitó 300,000 m3 y 50,000 m3/día de capacidad de almacenaje y despacho, respectivamente.

En este marco, la Compañía se comprometió a realizar un adelanto de inversión de 28,400 entre los años 2023 y 2025, el cual luego se recuperará de la tarifa mensual del servicio a partir de 2026.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Compañía no ha efectuado erogaciones vinculadas con este compromiso. (Nota 33).

28.3 Acuerdo por Oleoducto "Vaca Muerta Norte"

El 16 de mayo de 2023, a través de su subsidiaria, Vista Argentina, la Compañía celebró un acuerdo con YPF S.A. ("YPF"), Equinor Argentina B.V. Sucursal Argentina ("Equinor") y Shell Argentina S.A. ("Shell") (conjuntamente, las "Partes"), mediante el cual YPF, en carácter de titular de la concesión de transporte de hidrocarburos sobre el Oleoducto (el "Oleoducto") ubicado en la Provincia del Neuquén desde el Área "La Amarga Chica" hasta el Área "Puesto Hernández" (la "Concesión de Transporte"), cede a favor de las demás partes una participación indivisa de los derechos y obligaciones sobre la Concesión de Transporte del: (i) 3.5% (tres coma cinco por ciento) a favor de Equinor; (ii) 13.3% (trece coma tres por ciento) a favor de Shell; y (iii) 8% (ocho por ciento) a favor de Vista Argentina (la "Cesión").

La Concesión de Transporte será utilizada para transportar producción de todas las áreas hidrocarburíferas en las que las Partes tengan actualmente participación o la tuvieran en el futuro, que se conecten al Oleoducto.

Asimismo, las Partes celebraron (i) un Acuerdo de Mandato por el cual Equinor, Shell y Vista Argentina facultaron a YPF para llevar a cabo todos los actos y tareas necesarias para la construcción del Oleoducto, estableciendo los costos y gastos necesarios que aportará cada concesionario en proporción a su participación; y (ii) un acuerdo para la construcción conjunta del Oleoducto, que establece los términos y condiciones en que se desarrollarán las actividades de operación, mantenimiento, y uso de la capacidad de transporte del Oleoducto y la Concesión de Transporte.

Asimismo, la mencionada Cesión se encuentra pendiente de aprobación por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén.

Al 31 de diciembre de 2023, Vista Argentina pagó 20,089 vinculado con este acuerdo.

28.4 Asociación de Superficiarios de la Patagonia ("ASSUPA")

El 1 de julio de 2004, Vista Argentina fue notificada sobre la demanda efectuada por ASSUPA, quien demandó a 18 (dieciocho) compañías que operan concesiones de explotación y permisos de exploración en la Cuenca neuquina.

ASSUPA reclama la remediación del daño ambiental general supuestamente causado en la ejecución de actividades propias de la explotación de hidrocarburos, además del establecimiento de un fondo de restauración del medioambiente, y de la implementación de medidas para prevenir daños ambientales en el futuro. El demandante solicitó la convocatoria del gobierno argentino, el Consejo Federal de Medio Ambiente, las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro y Mendoza y el Defensor del Pueblo de la Nación; y pidió, como medida cautelar, que los acusados se abstengan de llevar a cabo actividades que afecten el medio ambiente. Tanto la citación del Defensor del Pueblo como el requerimiento preliminar solicitado fueron rechazados por la Corte Suprema de Justicia de Argentina ("CSJN"). Vista Argentina por su parte ha respondido a la demanda solicitando su rechazo, y oponiéndose a la petición del demandante.

El 30 de diciembre de 2014, la CSJN emitió dos sentencias interlocutorias. La relacionada con la Compañía apoyó el reclamo de las Provincias del Neuquén y La Pampa, y declaró que todos los daños ambientales relacionados con situaciones locales y provinciales estaban fuera del alcance de su jurisdicción original, y que sólo "situaciones interjurisdiccionales" (como la cuenca del Río Colorado) caería bajo su jurisdicción. La CSJN también rechazó las medidas cautelares y otros procedimientos relacionados con dicha solicitud. Vista Argentina, considerando la opinión del asesor legal, concluyó que no es probable que se requiera una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar esta obligación.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

A la fecha de emisión de estos estados financieros, previo a la apertura del período de prueba del expediente, las partes se encuentran contestando los traslados respecto a las excepciones previas y oposiciones a las pruebas interpuestas, hallándose pendiente la resolución de éstas.

Nota 29. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

29.1 Consideraciones generales

Las áreas hidrocarburíferas son operadas mediante el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación por parte del gobierno nacional o provincial sobre la base de la libre disponibilidad de los hidrocarburos que se producen.

29.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la Compañía, a través de sus subsidiarias, es titular y forma parte de las siguientes operaciones conjuntas y consorcios para la exploración y producción de petróleo y gas:

29.2.1 Área Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este

Con fecha 21 de diciembre de 2018, mediante Decreto No. 2,357/18, la Provincia del Neuquén aprobó la división y reconversión de la concesión de explotación sobre el área Bajada del Palo, en dos Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos ("CENCH"), denominadas Bajada del Palo Este y Bajada del Palo Oeste por un plazo de 35 (treinta y cinco) años, incluyendo el pago de regalías del 12% por la nueva producción de las formaciones no convencionales. Este Decreto reemplaza la concesión de explotación convencional originalmente otorgada, y determina el plazo de vigencia de las concesiones hasta el 21 de diciembre de 2053.

En el marco del otorgamiento de dichas concesiones de explotación no convencionales, Vista Argentina pagó a la Provincia del Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de explotación por un total de 1,168, (ii) bono de infraestructura por un total de aproximadamente 2,796; y (iii) un monto de 3,935 en términos de Responsabilidad Social Corporativa. Asimismo, Vista Argentina pagó 1,102 en concepto de impuesto de sellos y se comprometió con un importante plan para el desarrollo y exploración de reservas en el área.

La Compañía suscribió ciertos acuerdos con Trafigura sobre el área Bajada del Palo Oeste, según se describen a continuación. No obstante, la Compañía mantiene la operación del área Bajada del Palo Oeste y el 100% de titularidad en la CENCH.

29.2.1.1 Acuerdo de farmout I

Con fecha 28 de junio de 2021, Vista Argentina suscribió un Acuerdo de *farmout* con Trafigura ("Acuerdo de *farmout* I") para el desarrollo de, inicialmente, 5 (cinco) pads de 4 (cuatro) pozos cada uno en Bajada del Palo Oeste. Adicionalmente, Trafigura ejerció la opción de participar en hasta 2 (dos) pads adicionales, bajo los mismos términos y condiciones descritos anteriormente.

Dicho acuerdo otorgó a Trafigura derechos contractuales del 20% de la producción de hidrocarburos proveniente de esos pads, así como las obligaciones asociadas al fondeo del 20% de los costos de inversión, incluyendo el pago de regalías e impuestos directos, así como todos los demás costos operativos y de midstream.

Como parte del Acuerdo de *farmout* I Trafigura pagó a Vista Argentina 25,000 tal como se detalla a continuación: (i) un monto inicial de 5,000; y (ii) 4 (cuatro) pagos de 5,000 por cada pad, los cuales se abonaron al comenzar la producción de hidrocarburos de cada uno de los pads incluidos en el Acuerdo de *farmout* I; dicha producción fue validada por Trafigura.

Al 31 de diciembre de 2023, se pusieron en producción la totalidad de los pads comprometidos bajo el mencionado acuerdo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

29.2.1.2 Acuerdo de farmout II

Con fecha 11 de octubre de 2022, Vista Argentina suscribió el acuerdo de *farmout* II con Trafigura ("Acuerdo de *farmout* II"), para el desarrollo de 3 (tres) pads en el área Bajada del Palo Oeste. Este acuerdo otorgó a Trafigura derechos contractuales del 25% de la producción de hidrocarburos proveniente de esos pads, así como las obligaciones asociadas al fondeo del 25% de los costos de inversión, incluyendo el pago de regalías e impuestos directos, así como todos los demás costos operativos y de midstream.

Como parte del Acuerdo de *farmout* II Trafigura pagó a Vista Argentina 20,400 tal como se detalla a continuación: (i) 3 (tres) pagos de 6,800 por cada pad, los cuales se abonaron al comenzar la producción de hidrocarburos de cada uno de los pads incluidos en el Acuerdo de *farmout* II; dicha producción fue validada por Trafigura.

Al 31 de diciembre de 2023, se pusieron en producción la totalidad de los pads comprometidos bajo el mencionado acuerdo.

29.2.2 Coirón Amargo Norte

Originalmente, la Unión Transitoria ("UT") Coirón Amargo era titular de un área ubicada en la Provincia del Neuquén compuesta por una concesión de explotación ("Coirón Amargo Norte") y un lote de evaluación ("Coirón Amargo Sur"), con vencimiento 2036 y 2017, respectivamente.

El 11 de julio de 2016, los socios de la UT Coirón Amargo firmaron acuerdos de cesiones de sus participaciones, por medio de los cuales el área se dividió en 3 (tres) lotes independientes: Coirón Amargo Norte ("CAN"), Coirón Amargo Suroeste ("CASO", el cual fue cedido a Shell el 1 de abril de 2021) y Coirón Amargo Sur Este ("CASE").

CAN quedó integrada por APCO Oil & Gas S.A.U. ("APCO SAU" actualmente Vista Argentina), Madalena Energy Argentina S.R.L. ("Madalena") y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("G&P"), con un porcentaje de participación del 55%, 35% y el 10% respectivamente. Vista Argentina es el operador desde esa fecha. La fecha de vencimiento de la concesión de explotación es en 2036.

Según acta de comité operativo de 28 de diciembre de 2017 se establece la implementación del "Carry petrolero", por lo que se acuerda que las contribuciones efectuadas y a ser efectuadas, se reconocerán como mayor activo y/o gasto, según corresponda, en términos de los montos realmente desembolsados por ellos, independientemente de los porcentajes de participación contractual.

Desde dicha fecha y hasta junio de 2020, Vista Argentina procedió a reconocer su participación en esta operación conjunta al 61.11%, la cual se compone de su participación contractual del 55% más la parte incremental por el acuerdo de *Carry petrolero* con G&P de 6.11%.

El 7 de julio de 2020, como consecuencia del incumplimiento en los pagos por parte del socio Madalena y de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta Coirón Amargo Norte ("Acuerdo de OC"), Vista Argentina en conjunto con su socio G&P procedió a excluir a Madalena del Acuerdo de OC a través de la suscripción de la Adenda VIII al Contrato de UT que tiene por objeto la exploración y explotación de CAN.

Mediante Resolución No. 71/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales se aprobó la Adenda VIII al Contrato de UT y mediante Decreto No. 1,292/2020 de fecha 6 de noviembre de 2020 se ratificó dicha aprobación de forma retroactiva. En consecuencia, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina, incrementó su participación en el Acuerdo de OC mencionado de 55% a 84.62% sin contraprestación transferida.

A partir de dicha fecha, y manteniendo el esquema de *Carry petrolero* mencionado, la Compañía reconoce dentro de sus estados financieros consolidados su participación en esta operación conjunta al 100%.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

29.2.3 Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, Vista Argentina firmó un contrato de cesión de derechos (el "Acuerdo de Swap Águila Mora") mediante el cual:

- (i) Vista Argentina cedió a O&G Development Ltd S.A (actualmente "Shell Argentina S.A. o "Shell") una participación no operada del 35% en la propiedad de petróleo y gas de CASO;
- (ii) O&G cedió a Vista Argentina una participación operada del 90% en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora, más una contribución de hasta 10,000 para el reacondicionamiento de infraestructura de agua existente para el beneficio de las operaciones de Shell y Vista Argentina.

El Acuerdo de Swap Águila Mora obtuvo las aprobaciones del gobierno de la Provincia del Neuquén el 22 de noviembre de 2018. Por lo tanto, a partir de esa fecha, la Compañía retuvo una participación del 10% en la propiedad de petróleo y gas de CASO y adquirió una participación del 90% en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora, convirtiéndose en el operador de este último de conformidad con el acuerdo mencionado. Esta transacción se midió al valor razonable del interés del participante asignado a Shell y no se registró ninguna ganancia o pérdida como resultado de la transacción.

Vista Argentina fue notificada del Decreto No. 2,597/19, emitido por la Provincia del Neuquén por el cual se concede en favor de la compañía G&P la concesión de explotación no convencional sobre el área Águila Mora por un plazo de 35 (treinta y cinco) años contados a partir del 29 de noviembre de 2019 (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 (diez) años, reemplazando el permiso de exploración no convencional anteriormente otorgado, venciendo en consecuencia el 29 de noviembre de 2054.

Vista Argentina mantiene por dicha área un acuerdo de "Carry Petrolero" por la participación de G&P, incluyendo en sus estados financieros consolidados su participación en esta operación conjunta por el 100%.

29.2.4 Acambuco

La Compañía tiene una participación del 1.5% en la concesión de explotación denominada Acambuco, ubicada en la cuenca Noroeste, Provincia de Salta. El operador de la concesión de explotación es Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), que posee una participación del 52%. Los restantes socios son: YPF S.A., Shell, y Northwest Argentina Corporation con una participación del 22.5%, 22.5% y 1.5%, respectivamente.

La concesión de explotación Acambuco incluye los siguientes lotes de explotación:

- (i) San Pedrito, cuya comercialidad fue declarada el 14 de febrero de 2001 y su vencimiento opera en 2036; y
- (ii) Macueta, cuya comercialidad fue declarada el 16 de febrero de 2005 y su vencimiento opera en 2040.

29.2.5 Aguada Federal y Bandurria Norte

El 16 de septiembre de 2021, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Holding I, adquirió el 100% del capital social de AFBN.

AFBN es titular del 50% de la participación no operada en las concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos denominadas Aguada Federal y Bandurria Norte, otorgada por la Provincia del Neuquén; las cuales expiran en 2050. A la fecha de la adquisición era operada por Wintershall, propietaria del 50% restante.

Bajo los términos de dicha transacción, Vista no realizó pagos por adelantado, pero asumió un carry por un valor nominal de 77,000 relacionados con el 50% del total de inversiones para el desarrollo de las áreas adquiridas, que correspondían a la participación de Winterhsall; el cual venció el 31 de diciembre de 2023. De acuerdo a las políticas contables de la Compañía incluidas en la Nota 3.1.3, la compra de la participación no operada en ambas concesiones fue reconocida como una adquisición de activos, y registrando una propiedad minera por 69,693, relacionada principalmente con activos no convencionales. Los mismos fueron registrados al costo de los pasivos asumidos bajo el acuerdo de carry.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Adicionalmente el 17 de enero de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, adquirió el restante 50% de participación operada en las concesiones de Bandurria Norte y Aguada Federal a Wintershall; convirtiéndose de esta forma en el operador de las áreas con el 100% de participación.

Como parte del acuerdo la Compañía pagó un total de 140,000, de los cuales 90,000 se pagaron a la fecha de la transacción, y los restantes 50,000 en 8 (ocho) cuotas trimestrales iguales a partir de abril de 2022. Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, Vista pagó 25,000 y 115,000 respectivamente.

Como resultado de esta transacción Vista reconoció un alta de 68,743 en "Propiedad, planta y equipos" (ver Nota 13), cancelando el carry de 77,000 asumido el 16 de septiembre de 2021.

Con fecha 14 de septiembre de 2022, la Provincia del Neuquén emitió los Decretos No. 1,851/22 y 1,852/22 por los cuales se aprobaron las cesiones de los activos ubicados en las áreas Bandurria Norte y Aguada Federal, respectivamente, por parte de Wintershall a Vista Argentina.

29.3 Información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas operadas y no operadas

A continuación, se presenta información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas operadas y no operadas, donde participa la Compañía; cuyos activos, pasivos, ingresos y gastos no se consolidan al 100% en los estados financieros consolidados de la misma.

La siguiente información resumida corresponde a los montos preparados de acuerdo con las NIIF en sus respectivas participaciones:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Activos		
Activos no corrientes	344,411	252,073
Activos corrientes	878	13,702
Pasivos		
Pasivos no corrientes	1,801	1,256
Pasivos corrientes	11,860	55,106
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Costos de operación	(1,687)	(943)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(78,860)	(43,139)
Gastos generales y administración	(846)	(568)
Otros gastos e ingresos operativos		2
Deterioro de activos de larga duración	(1,679)	-
Resultados financieros, netos	1 561	2,484
Resultados financieros, netos	1,561_	2,404

29.4 Compromisos de inversión

Al 31 de diciembre 2023, los principales compromisos pendientes de ejecutar que posee la Compañía son los siguientes:

A- Argentina

- (i) en el área Bajada del Palo Este perforar y completar 1 (un) pozo horizontal; pero el monto de las inversiones asumido se cumplió;
- (ii) en el área Entre Lomas (Provincia de Río Negro) perforar y completar 2 (dos) pozos de desarrollo por un costo estimado de 4,400;
- (iii) en el área Entre Lomas (Provincia de Río Negro) intervenir 5 (cinco) pozos con workovers y abandonar 2 (dos) pozos por un costo estimado de 3,000; y

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

(iv) en las áreas 25 de Mayo – Medanito S.E. y Jagüel de los Machos (Provincia de Río Negro) intervenir un total de 6 (seis) pozos con workovers y abandonar 19 (diecinueve) pozos por un costo estimado de 7,600.

En lo que respecta a los puntos (ii) a (iv), están sujetos al acuerdo de cesión de activos convencionales mencionado en la Nota 1.2.1, el cual establece que los compromisos de inversión serán asumidos en su totalidad por Aconcagua, como operador de las áreas.

B- México

No posee compromisos a la fecha de los presentados estados financieros consolidados.

29.5 Costos de exploración de pozos

No hay saldos ni actividad por costos de pozos exploratorios para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022.

Nota 30. Normativa Fiscal

A- Argentina

30.1 Impuesto sobre la renta

Generales

Según lo establecido por la Ley 27,630 emitida en 2021, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la tasa aplicable del impuesto sobre la renta para la Compañía, a través de sus subsidiarias, es el 35%.

El 16 de agosto de 2022, la AFIP dictó la Resolución General No. 5,248/2022 que establece por única vez, un pago a cuenta del impuesto sobre la renta corriente. Para aquellos contribuyentes cuyo impuesto determinado al 31 de diciembre de 2021 haya sido igual o superior a ARS 100,000,000, y cuya base de cálculo para los anticipos para el período fiscal siguiente haya sido superior a 0 (cero), el pago único a cuenta ascenderá al 25% de dicha base de cálculo. El mismo se pagó en 3 (tres) cuotas iguales y consecutivas, por un monto equivalente a 8,300, y se computó como pago a cuenta del impuesto determinado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

El 20 de julio de 2023, la AFIP dictó la Resolución General No. 5,391/2023 que establece por única vez, un pago a cuenta del impuesto sobre la renta corriente. Para aquellos contribuyentes cuyo resultado impositivo al 31 de diciembre de 2022, antes de computar quebrantos de ejercicios anteriores, haya sido igual o superior a ARS 600,000,000, y que no hayan determinado impuesto por el mismo período; el pago único a cuenta ascenderá al 15% de dicho resultado impositivo. El mismo se ingresó en 3 (tres) cuotas iguales y consecutivas a partir de agosto 2023, y se computa como pago a cuenta del impuesto determinado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023. Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía, a través de su subsidiaria AFBN S.R.L., efectúo pagos a cuenta por 979.

El 4 de diciembre de 2023, la AFIP dictó la Resolución General No. 5,453/2023 que establece por única vez, un pago a cuenta del impuesto sobre la renta corriente, para aquellos contribuyentes que desarrollan la actividad de extracción de hidrocarburos, fabricación de productos de refinación de petróleo y generación de energía térmica cuyo resultado impositivo al 31 de diciembre de 2022, antes de computar quebrantos de años anteriores, haya sido igual o superior a ARS 600,000,000, el pago único a cuenta ascenderá al 15% de dicho resultado impositivo. El pago a cuenta se ingresará en 3 (tres) cuotas iguales y consecutivas a partir de diciembre 2023 y se computará como pago a cuenta del impuesto determinado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023. Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía ingresó a través de su subsidiaria Vista Argentina la primera cuota por 3,031.

En lo que respecta a los dividendos, en diciembre 2019, la Ley No. 27,541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" promulgada mediante el Decreto No. 58/2019, suspendió el incremento de la tasa fijada por la Ley 27.430, manteniendo una tasa de retención del 7% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, la cual se encuentra en vigencia actualmente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Ajuste por inflación impositivo

La Ley No. 27,468, emitida en el año 2018 había dispuesto para los 3 (tres) primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2019, que el ajuste por inflación (positivo o negativo) debía distribuirse 1 (un) tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los 2 (dos) tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes.

No obstante, la Ley No. 27,541 emitida en el año 2019, modificó la mencionada distribución y estableció que el ajuste por inflación (positivo o negativo) correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1 de enero de 2019, debería imputarse 1 (un) sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los 5 (cinco) sextos restantes, en partes iguales, en los 5 (cinco) períodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021 se deberá imputar el 100% del ajuste en el año en el cual el efecto se determina.

El 1 de diciembre de 2022, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley No. 27,701, la cual dispuso la opción de diferir el ajuste por inflación impositivo para los 2 (dos) primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2022, inclusive. De esta forma, el mencionado ajuste por inflación puede distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en el que se determine, y los 2 (dos) tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes.

Esta opción es sólo de aplicación para aquellas Compañías que generen inversiones en Propiedad, planta y equipos por un monto igual o superior a ARS 30,000,000 durante cada uno de los dos periodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio. El incumplimiento de este requisito determinará el decaimiento del beneficio.

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina aplicó la opción mencionada anteriormente.

30.2 Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria ("Impuesto PAIS")

La Ley No. 27,541 emitida en el año 2019, establece, un impuesto que grava con una tasa del 30% las operaciones vinculadas con la adquisición de moneda extranjera, el cual será aplicable por el término de 5 (cinco) períodos fiscales.

El gravamen no reviste el carácter de pago a cuenta de ningún impuesto; y alcanza las siguientes operaciones: (i) compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento; (ii) cambio de divisas con destino al pago de adquisiciones de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior cualquiera sea el medio de pago con que sean canceladas; (iii) adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; o bien (iv) adquisición de servicios de transporte de pasajeros con destino fuera del país.

El 24 de julio de 2023, por medio del Decreto No. 377/2023, el PEN dispuso la ampliación del Impuesto PAIS para la adquisición de divisas para el pago de importaciones de bienes y servicios, estableciendo una alícuota del 7.5% para la importación de bienes y fletes y de un 25% para la importación de servicios. El Decreto mencionado excluye del impuesto a las importaciones de bienes vinculados a la generación de energía.

El 13 de diciembre de 2023 a través del Decreto No. 29/2023, el PEN elevó las alícuotas del Impuesto PAIS aplicables a la adquisición de divisas para el pago de importación de bienes y fletes al 17.50%.

B- México

30.3 Impuesto sobre la renta

El 31 de octubre de 2019 el gobierno mexicano aprobó la reforma fiscal, que entre otros puntos establece:

- (i) Una limitación en la deducción de los intereses netos del ejercicio, equivalente al monto que resulte de multiplicar la utilidad fiscal ajustada del contribuyente por el 30%. Existe una excepción con un límite de 20 millones de pesos mexicanos para intereses deducibles a nivel de grupo en México.
- (ii) La modificación del Código Fiscal de la Federación ("CFF"), incorporando nuevas circunstancias para atribuir responsabilidad solidaria a socios, accionistas, directores, gerentes o cualquier otro responsable de la administración del negocio.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- (iii) La obligación de revelar "esquemas reportables" por parte de los asesores fiscales o bien los contribuyentes. Dichos esquemas se definen como aquellos que generen o puedan generar la obtención de un beneficio fiscal; e incluyen, entre otros: reestructuraciones; transmisión de pérdidas fiscales; transferencia de activos depreciados que también pueden ser depreciados por el adquirente; el uso de pérdidas fiscales que están a punto de prescribir; o abuso en la aplicación de tratados fiscales con residentes extranjeros.
- (iv) La consideración de la evasión fiscal como crimen organizado con las sanciones penales correspondientes. La mencionada reforma es efectiva para los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020.

La Gerencia de la Compañía ha evaluado los impactos de dicha reforma sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y concluyó que no existen impactos significativos.

Nota 31. Pagos basados en acciones

El 22 de marzo de 2018, los Accionistas de la Compañía autorizaron la implementación del LTIP para retener a los empleados claves, otorgándole a la Junta Directiva la autoridad para administrar el plan, gestionado a través de un Fideicomiso Administrativo. En consecuencia, se resolvió reservar 8,750,000 acciones Serie A para ser utilizadas en el plan; con fecha de entrada en vigencia el 4 de abril de 2018.

El mencionado plan tiene los siguientes beneficios pagados a ciertos ejecutivos y empleados que se consideran pagos basados en acciones:

31.1 Opción de compra de acciones

La opción de compra de acciones otorga al participante el derecho a adquirir una cantidad de acciones durante un cierto período de tiempo. Las mismas se otorgan de la siguiente manera: (i) 33% el primer año; (ii) 33% el segundo año; y (iii) 34% el tercer año con respecto a la fecha de otorgamiento. Una vez otorgadas, las opciones sobre acciones se pueden ejercer hasta 5 (cinco) o 10 (diez) años, según el caso, a partir de la fecha en que se conceden. El plan establece que el valor de las opciones que se otorgarán se determinará utilizando el Modelo de Black & Sholes.

La siguiente tabla muestra el número de opciones de compra otorgadas, canceladas y el precio promedio ponderado de ejercicio ("WAEP", por sus siglas en inglés) del año:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023		Por el año finalizad diciembre de 2	
	Número de opciones de compra	WAEP	Número de opciones de compra	WAEP
Al inicio del año	10,540,228	5.15	9,124,109	4.85
Otorgadas durante el año	513,379	17.83	1,416,119	7.05
Canceladas durante el año (1)	(1,188,362)	3.68	-	-
Al cierre del año	9,865,245	5.98	10,540,228	5.15

⁽¹⁾ Corresponde a las opciones de compra anuladas o canceladas en el año, lo que no necesariamente coincide con las opciones ejercidas.

El plan establece que el valor de las opciones que se otorgarán se determinará utilizando el Modelo de Black & Sholes. La siguiente tabla enumera las entradas a los modelos utilizados para el plan por el año:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Rentabilidad por dividendo (%)	0.0%	0.0%
Volatilidad esperada (%)	31.4%	33.5%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	3.9%	1.9%
Vida remanente de las opciones sobre acciones (años)	10	10
Precio Promedio Ponderado de las acciones (USD)	17.83	7.05
Modelo utilizado	Black & Scholes	Black & Scholes

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La vida remanente de las opciones sobre acciones se basa en datos históricos y expectativas actuales y no es necesariamente indicativo de los patrones de ejercicio que pueden ocurrir. La volatilidad esperada refleja el supuesto de que la volatilidad histórica en un período similar a la vida de las opciones es indicativa de tendencias futuras, que pueden no ser necesariamente el resultado real.

El valor razonable promedio ponderado de las opciones otorgadas durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 fue de 8.99 y 3.26, respectivamente.

De acuerdo con la NIIF 2, los planes de compra de acciones se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, el gasto por pagos basados en acciones registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con el plan de opción de compra, ascendió a 4,553 y 3,673, respectivamente.

31.2 Acciones restringidas

Las acciones restringidas se entregan a los participantes del plan de forma gratuita o con un valor mínimo, una vez que se cumplen las condiciones, y según el siguiente detalle: (i) 33% el primer año, (ii) 33% el segundo año y (iii) 34% el tercer año con respecto a la fecha de otorgamiento.

La siguiente tabla muestra el número de acciones restringidas otorgadas, canceladas y el WAEP del año:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	6,669,790	4.89	5,762,338	4.53
Otorgadas durante el año	519,025	17.83	940,215	7.05
Canceladas durante el año (1)	(555,451)	2.13	(32,763)	2.95
Al cierre del año	6,633,364	6.18	6,669,790	4.89

⁽¹⁾ Corresponde a las acciones restringidas anuladas o canceladas en el año, lo que no necesariamente coincide con las acciones vesteadas.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, el gasto por pagos basados en acciones registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con el plan de acciones restringidas, ascendió a 8,839 y 6,372, respectivamente.

De acuerdo con la NIIF 2, las acciones restringidas se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento. Esta valoración es el resultado de multiplicar el número total de acciones restringidas que se depositarán en el Fideicomiso Administrativo y el precio por acción en la fecha de otorgamiento.

31.3 Acciones restringidas de rendimiento

Las acciones restringidas de rendimiento se entregan a los participantes del plan de forma gratuita o con un valor mínimo, una vez que se cumplen las condiciones estipuladas en el plan. Es decir, dichas acciones se otorgan, según el rendimiento de distintas variables de la Compañía y transcurridos 3 (tres) años desde la fecha de otorgamiento.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La siguiente tabla muestra el número de acciones restringidas de rendimiento otorgadas y el WAEP del año:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2023		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	3,705,757	7.05	-	-
Otorgadas durante el año	1,417,589	17.83	3,705,757	7.05
Al cierre del año	5,123,346	10.03	3,705,757	7.05

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, el gasto por pagos basados en acciones registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con las acciones restringidas de rendimiento, ascendió a 9,741 y 6,531, respectivamente.

De acuerdo con la NIIF 2, las acciones restringidas de rendimiento se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento. Esta valoración es el resultado de multiplicar el número total de acciones restringidas de rendimiento que se depositarán en el Fideicomiso Administrativo y el precio por acción en la fecha de otorgamiento.

Nota 32. Información complementaria sobre las actividades de petróleo crudo y gas natural (no auditada)

La siguiente información sobre las actividades de petróleo crudo y gas natural se ha preparado de acuerdo con la metodología prescrita por la ASC 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", modificada por ASU 2010 - 03 "Reservas de petróleo y gas, estimaciones y revelaciones", publicada por Financial Accounting Standard Board ("FASB") en enero de 2010 para alinear los requisitos actuales de estimación y divulgación con los requisitos establecidos en las reglas e interpretaciones finales de la Security and Exchange Commission ("SEC"), publicadas el 31 de diciembre de 2008. Esta información incluye las actividades de producción de petróleo crudo y gas natural de la Compañía realizadas en Argentina y México.

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados y los gastos que se incurrieron durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022. La adquisición de propiedades incluye el costo de adquisición de propiedades de petróleo y gas probadas o no probadas. Los costos de exploración incluyen los costos necesarios para retener propiedades no desarrolladas, costos de adquisición sísmica, interpretación de datos sísmicos, modelos geológicos, costos de perforación de pozos de exploración y pruebas de pozos perforados. Los costos de desarrollo incluyen, entre otros, los costos de perforación y equipos para pozos de desarrollo, la construcción de instalaciones para extracción, tratamiento, transporte y almacenamiento de hidrocarburos y todos los costos necesarios para mantener las instalaciones para las reservas desarrolladas existentes.

Año finalizado el 31 de diciembre de 2023

		-
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	-	-
No probadas	-	-
Total adquisición de propiedades	-	-
Exploración	-	-
Desarrollo (1)	(615,481)	(17,283)
Total costos incurridos	(615,481)	(17,283)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Año finalizado el 31 de diciembre de 2022

	uc 202	uc 2022		
	Argentina	México		
Adquisición de propiedades	_			
Probadas	(68,743)	-		
No probadas		<u>-</u>		
Total adquisición de propiedades	(68,743)	-		
Exploración	-	(624)		
Desarrollo (1)	(426,991)	(4,368)		
Total costos incurridos	(495,734)	(4,992)		

⁽¹⁾ Incluye el efecto de la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Costos capitalizados

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, para propiedades de petróleo crudo y gas natural probadas y no probadas, y la depreciación acumulada:

Año finalizado el 31 de diciembre de 2023

	uc 2023		
	Argentina	México	
Propiedades probadas (1)	_		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	79,566	928	
Propiedad minera y pozos (2)	2,521,781	36,146	
Obras en curso	121,808	1,207	
Costos brutos capitalizados	2,723,155	38,281	
Depreciación acumulada	(842,024)	(4,006)	
Total costos capitalizados netos	1,881,131	34,275	

Año finalizado el 31 de diciembre de 2022

	uc 2022		
	Argentina	México	
Propiedades probadas (1)	_		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	71,839	723	
Propiedad minera y pozos	2,108,966	40,381	
Obras en curso	148,964	4,984	
Costos brutos capitalizados	2,329,769	46,088	
Depreciación acumulada	(773,424)	(2,972)	
Total costos capitalizados netos	1,556,345	43,116	

⁽¹⁾ Incluye el efecto de la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

⁽²⁾ Incluye un deterioro de activos de larga duración de 1,679 en Argentina y 22,906 en México (Nota 3.2.2).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Resultados de operaciones

El desglose de los resultados de las operaciones que se muestran a continuación resume los ingresos y gastos directamente asociados con las actividades de producción de petróleo crudo y gas natural para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022. El impuesto sobre la renta para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022
Ingresos por ventas a clientes	1,168,774	1,187,660
Total ingresos	1,168,774	1,187,660
Costos de producción excluyendo la depreciación		
Costos de operación y otros	(96,743)	(133,885)
Regalías y otros	(176,813)	(188,677)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la		
cesión de activos convencionales	(27,539)	<u> </u>
Total costos de producción	(301,095)	(322,562)
Depreciación, agotamiento y amortización	(276,430)	(234,862)
Gastos de exploración	-	(624)
Descuento del pasivo por taponamiento y abandono de pozos	(2,387)	(2,444)
Deterioro de activos de larga duración	(24,585)	-
Resultado de operación antes de impuesto	564,277	627,168
Impuesto sobre la renta	(169,283)	(188,150)
Resultado de las operaciones de petróleo crudo y gas natural	394,994	439,018

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Reservas estimadas de petróleo crudo y gas natural

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2023 y 2022 son reservas netas atribuibles a Vista auditadas por DeGolyer and MacNaughton para los activos situados en Argentina y México.

Las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural son aquellas cantidades que, por análisis de geociencias y datos de ingeniería, pueden estimarse con una certeza razonable para que sean económicamente producibles, desde una fecha determinada en adelante, desde reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas existentes, los métodos operativos y las regulaciones gubernamentales, antes del momento en que expiran los contratos que otorgan el derecho a operar, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para la estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que comenzará el proyecto dentro de un tiempo razonable. En algunos casos, se pueden requerir inversiones sustanciales en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para recuperar las reservas probadas.

La Compañía considera que sus estimaciones de los volúmenes de reservas de petróleo crudo y gas natural recuperables probados remanentes son razonables y dichas estimaciones se han preparado de acuerdo con las normas de la SEC y ASC 932, con sus respectivas modificaciones. En consecuencia, los precios del crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron el precio promedio durante el período de 12 (doce) meses anteriores a la fecha de finalización del 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, determinado como un promedio aritmético no ponderado del primer día precio del mes para cada mes dentro de dichos períodos. Además, dado que no hay precios de gas natural en el mercado de referencia disponibles en Argentina, VISTA utilizó los precios promedio de gas natural realizados durante el año para determinar sus reservas de gas natural. Adicionalmente para ciertos volúmenes de gas natural Vista obtendrá un precio incentivo subsidiado por el Gobierno Argentino a través del "Plan Gas IV". Para ciertas áreas se estima un precio promedio ponderado por volumen subsidiado y no subsidiado.

Las auditorías independientes llevadas a cabo por DeGolyer and MacNaughton al 31 de diciembre de 2023 y 2022, para Argentina y México, cubrieron el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

En todos los casos, se auditaron las estimaciones probadas de reservas de petróleo crudo y gas natural de acuerdo con la Regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de acuerdo con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas del ASC 932 de FASB. Proporcionamos toda la información requerida durante el curso de los procesos de auditoría. En Argentina, las regalías pagaderas a las provincias no se han deducido de las reservas probadas informadas. El gas natural incluye la venta y el consumo del mismo.

Los volúmenes de líquidos de hidrocarburos representan petróleo crudo, condensado, gasolina y GLP que se recuperarán en la separación en el campo y el procesamiento de la planta y se reportan en millones de barriles ("MMBbl"). Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas natural esperadas y el uso de combustible en el campo, y se reportan en miles de millones (10⁹) pies cúbicos estándar ("Bef" por sus siglas en inglés) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60 ° F. Los volúmenes de gas natural son el resultado de la separación y el procesamiento en el campo, que se reducen por inyección, venteo y encogimiento, e incluyen el volumen de gas natural consumido en el campo para las operaciones de producción. Las reservas de gas natural fueron convertidas a líquido equivalente utilizando el factor de conversión de 5.615 pies cúbicos de gas natural por 1 barril de líquido equivalente.

Las siguientes tablas muestran las reservas probadas netas de petróleo crudo (incluyendo crudo, condensado y GLP) y reservas netas de gas natural al 31 de diciembre de 2023 y 2022 al porcentaje de interés de VISTA en sus respectivas concesiones:

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2023

Argentina	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	71.0	85.5	15.2
Probadas no desarrolladas	191.3	173.3	30.9
Total reservas probadas	262.3	258.8	46.1

México	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	1.8	4.5	0.8
Probadas no desarrolladas	5.5	11.4	2.0
Total reservas probadas	7.3	15.9	2.8

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2022

Argentina	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	68.3	99.2	17.7
Probadas no desarrolladas	136.8	139.7	24.8
Total reservas probadas	205.1	238.9	42.5

México	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	0.2	0.1	0.0
Probadas no desarrolladas	2.7	5.9	1.1
Total reservas probadas	2.9	6.0	1.1

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y GLP.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las siguientes tablas muestran la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2022 y el 31 de diciembre de 2023:

de dielemere de 2020.			
Argentina	Petróleo crudo (1)	Gas natural ⁽⁶⁾	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no			
desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2022	205.1	238.9	42.5
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores (2)	(8.2)	(27.8)	(4.9)
Extensión y descubrimientos (3)	86.5	65.5	11.7
Compras/ventas de reservas probadas en el lugar ⁽⁴⁾	(5.4)	(2.6)	(0.5)
Producción del año (5)	(15.7)	(15.1)	(2.7)
Reservas al 31 de diciembre de 2023 (7)	262.3	258.8	46.1

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y GLP.

- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) resultados de las pruebas de pozos de Aguada Federal (-0.54 MMbbl); (ii) Bajada del Palo Este (-0.71 MMbbl); (iii) Bajado del Palo Oeste (-0.43 MMbbl); (iv) Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout II*) (-1.26 MMbbl) especialmente en pozos con objetivo al horizonte orgánico; (v) CAN (-0.31 MMbbl) y la revisión negativa debido a la planta retroactiva de GLP ajustado en Entre Lomas Río Negro (-0.88 MMbbl); (vi) los resultados positivos en Bajada del Palo Este (+0.38 MMbbl); Bajada de Palo Oeste, (+0.33 MMbbl); Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout II*) (+0.77 MMbbl); (vii) efecto combinado de otros campos en (-0.06 MMbbl); y (viii) por efecto al cambio de precios (-0.4 MMbbl).
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) están asociadas con la actualización en Aguada Federal debido a los últimos resultados de los pozos (-5.82 MMbbl); (ii) el efecto combinado potencial de otros campos y redondeo (+0.73 MMbbl) que incluye la revisión de las reservas asociadas con la prórroga de la vida económica de reservas desarrolladas comprobadas en Bajada del Palo Oeste convencional, Bajada del Oeste, Bajada del Oeste (Acuerdo de *farmout II*) y Bajada del Oeste UTE II (Acuerdo de *farmout II*).

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de Gas natural (-27.8 Bcf) está principalmente relacionadas con:

- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) una menor performance y ajuste de la relación Gas natural—Petróleo crudo ("GOR" por sus siglas en inglés) reduciendo en los pozos de Aguada Federal (-4.3 Bcf); Bajada del Palo Este (-2.62 Bcf); Bajada del Palo Oeste (-4.51 Bcf); Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de farmout II) (-3.28 Bcf); Bajada del Palo Oeste (Acuerdo de farmout II) (-1.44 Bcf); (ii) por cambio de precios tenemos la siguiente variación en (-0.41 Bcf); y (iii) el resto por efecto de otros campos (-1.75 Bcf).
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) están asociadas con la actualización en Aguada Federal debido a los últimos resultados de los pozos (-6.58 Bcf); (ii) el efecto combinado potencial de otros campos y redondeo de (+0.70 Bcf) que incluye la revisión de las reservas asociadas con la prórroga de la vida económica de reservas desarrolladas comprobadas en Bajada del Palo Oeste convencional, Bajada de Oeste, Bajada del Oeste (Acuerdo de *farmout II*) y Bajada del Oeste (Acuerdo de *farmout II*).
- (3) La variación en las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas por extensión y descubrimiento de petróleo crudo (+86.5 MMbbl) y gas natural (+65.5 Bcf) están principalmente relacionada con:
- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: el incremento se asocia a: (i) el éxito de la perforación en la formación Vaca Muerta de Bajada del Oeste de un pad (3 pozos) añadiendo (+3.18 MMbbl y +3.19 Bcf); (ii) un pad (4 pozos) en Bajadas del Palo Oeste (Acuerdo de *farmout II*), incorporando (+2.7 MMbbl y +2.45 Bcf); (iii) un pad (4 Pozos) en Aguada Federal agrega (+1.16 MMbbl y +1.44 Bcf), otro pad (2 pozos), en Águila Mora, añadiéndole (+1.51 MMbbl y +1.15 Bcf); y (iv) dos pozos en Bajada del Palo Este suman (+3.10 MMbbl y +0.8 Bcf).

Adicionalmente existe un efecto neutro por conversión de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas generado por (i) éxito de la perforación en la formación Vaca Muerta de 2 pads (8 pozos) en Bajada del Palo Oeste que adicionan (+7.84 MMbbl y +7.90 Bcf); (ii) la adición de 2 pads (8 pozos) en el Bajada del Palo oeste (Acuerdo de *farmout II*), incorporando (+6.94 MMbbl y +6.99 Bcf); además de (iii) la perforación en un pozo en Entre Lomas Rio Negro añadiendo (+0.22 MMbbl y +2.06 Bcf).

- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas habilitadas por la actividad de perforación ejecutada en la formación Vaca Muerta: (i) 4 pads (15 pozos) en Aguada Federal añadiendo (+9.09 MMbbl y +9.09 Bcf), 11 pads (24 pozos), en Bajada del Palo Este suman (+28.91 MMbbl y +12.05 Bcf), 9 pads (33 pozos) en Bajado del Palo Oeste, sumando (+36.85 MMbbl y +35.33 Bcf).
- (4) La variación por las ventas de reservas de petróleo crudo (-5.4 MMbbl) y Gas natural (-2.6 Bcf) están principalmente relacionados con el acuerdo firmado con Aconcagua mencionado en la Nota 1.2.1.
- (5) Considera la producción atribuible a Vista Argentina.
- (6) El consumo interno de gas natural representó un 15.6% al 31 de diciembre de 2023.
- (7) Las reservas incluidas en esta nota han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, algunos cálculos que se muestran en la misma podrían no sumar debido al redondeo.

⁽²⁾ La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo (-8.2 MMbbl) está principalmente relacionada con:

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

México	Petróleo crudo (1) Gas natural		Gas natural	
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)	
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)				
Reservas al 31 de diciembre de 2022	2.9	6.0	1.1	
Incremento (disminución) atribuible a:				
Revisión de estimaciones anteriores (2)	4.6	10.0	1.7	
Producción del año (3)	(0.2)	(0.1)	(0.0)	
Reservas al 31 de diciembre de 2023 (4)	7.3	15.9	2.8	

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de Gas natural (10.0 Bcf) están principalmente relacionadas con:

- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) Menor performance y baja del precio (-0.4 Bcf); (ii) por extensión de (+3.3 Bcf) debido a la perforación exitosa de dos nuevos bloques Vernet-1051 y 1052.
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) un incremento de (+6.4 Bcf) debido a que no se descuentan los royalties pagados en efectivo de las reservas y los volúmenes de producción y; (ii) incremento por la extensión de acreage de la campaña de perforación en los mismos bloques con los pozos Vernet-1053 y 1054 generando un aumento de (+0.7 Bcf)

Adicionalmente existe un efecto neutro por conversión de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas generado por: (i) la campaña de perforación exitosa de Vernet-1001, 1002, 1004, 1005 y 1006 (+1.65 MMbbl y +1.67 Bcf).

Las siguientes tablas muestran la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de diciembre de 2022:

Argentina	Petróleo crudo (1)	Gas natural ⁽⁶⁾	Gas natural	
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MBbl)	
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)				
Reservas al 31 de diciembre de 2021	143.3	190.2	33.9	
Incremento (disminución) atribuible a:				
Revisión de estimaciones anteriores (2)	9.1	0.9	0.2	
Extensión y descubrimientos (3)	65.4	62.0	11.0	
Compras de reservas probadas en el lugar ⁽⁴⁾	2.0	2.0	0.4	
Producción del año (5)	(14.6)	(16.3)	(2.9)	
Reservas al 31 de diciembre de 2022 (7)	205.1	238.9	42.5	

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

⁽²⁾ La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo (+4.6 MMbbl) está principalmente relacionada con:

⁽a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) por extensión de (+0.2 MMbbl) debido a la perforación exitosa de dos nuevos bloques Vernet-1051 y 1052; y (ii) efecto de redondeo (-0.1 MMbbl).

⁽b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) (+0.5 MMbbl) debido a las últimas campañas de perforación y descubrimiento de las formaciones Amate y Encajonado; (ii) un incremento de (+3.1 MMbbl) debido a que no se descuentan los royalties pagados en efectivo de las reservas y los volúmenes de producción; y (iii) incremento por la extensión de acreage de la campaña de perforación en los mismos bloques con los pozos Vernet-1053 y 1054 generando un aumento de (+0.9 MMbbl)

⁽³⁾ Considera la producción atribuible a Vista Holding II.

⁽⁴⁾ Las reservas incluidas en esta nota han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, algunos cálculos que se muestran en la misma podrían no sumar debido al redondeo.

⁽²⁾ La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo (+9.1MMbbl) está principalmente relacionada con:

⁽a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) una mejor performance de los 32 (treinta y dos) pozos en producción en la concesión Bajada del Palo Oeste con objetivo no convencional de Vaca Muerta (+4.78 MMbbl); (ii) una mejor performance de los 28 (veintiocho) pozos perforados en 2022 en la concesión Bajada del Palo Oeste con objetivo no convencional de Vaca Muerta, que forman parte del acuerdo de *farmout I* mencionado en la Nota 29.2.1 (+2.54 MMbbl); (iii) una fecto negativo combinado de otros campos (-0.62 MMbbl); y (iv) una revisión de precios por (+0.75 MMbbl).

⁽b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) una revisión al alza de la concesión no convencional de Bajada del Palo Oeste por un ajuste de largo de rama sin impactar en el pozo tipo (+0.87 MMbbl); (ii) una revisión al alza en la concesión Entre Lomas Río Negro por la adición de un pozo en el yacimiento Charco Bayo, con objetivo en las formaciones Tordillo y Punta Rosada (+0.31 MMbbl); (iii) una revisión al alza por cambios en el plan de desarrollo, con el

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

agregado de 2 (dos) pozos y 2 (dos) workovers en el bloque Jagüel de los Machos (+0.12 MMbbl); (iv) cambios menores en actividad del bloque 25 de Mayo – Medanito (+0.05 MMbbl); (v) una revisión a la baja asociada con la remoción de 2 (dos) pozos con objetivo la formación convencional Lotena en la concesión Bajada del Palo Oeste (-0.28 MMbbl); y (vi) una revisión de precios por (+0.58 MMbbl).

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de Gas natural (+0.9 Bcf) están principalmente relacionadas con:

- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) una mejor GOR basados en los resultados de los últimos ensayos de los 32 (treinta y dos) pozos no convencionales en producción en la concesión Bajada del Palo Oeste (+4.83 Bcf); (ii) una menor performance en los pozos convencionales en la concesión Bajada del Palo Oeste (-2.52 Bcf); (iii) una menor performance de los pozos de los campos Charco Bayo y Piedras Blancas, en la concesión Elo Río Negro (-4.81 Bcf); (iv) un efecto combinado prácticamente neutro en el resto de los campos (-0.38 Bcf); y (v) una revisión de precios por (+2.54 Bcf).
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) una revisión al alza de la concesión no convencional Bajada del Palo Oeste por un ajuste de largo de rama sin impactar en el pozo tipo (+1.00 Bcf); (ii) una revisión al alza de la concesión Elo Río Negro por la adición de un pozo en el yacimiento Charco Bayo, con objetivo las formaciones Tordillo y Punta Rosada (+1.34 Bcf); (iii) una revisión al alza por cambios en el plan de desarrollo, con el agregado de 2 (dos) pozos y 2 (dos) workovers en el bloque Jagüel de los Machos (+0.13 Bcf); (iv) cambios menores en actividad del bloque 25 de Mayo Medanito (+0.02 Bcf); (v) una revisión a la baja asociada con la remoción de 2 (dos) pozos con objetivo en la formación convencional Lotena en la concesión Bajada del Palo Oeste (-2.21 Bcf); y (vi) una revisión de precios por (+0.96 Bcf).
- (3) La variación en las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas por extensión y descubrimiento de petróleo crudo (+65.4 MMbbl) y gas natural (+62.0 Bcf) están principalmente relacionada con:
- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) la perforación de 16 (dieciséis) pozos (4 pads) con objetivo en Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (+13.44 MMbbl y +12.30 Bcf); (ii) la perforación de 12 (doce) pozos con objetivo en Vaca Muerta en la concesión Aguada Federal (+7.73 MMbbl y +8.36 Bcf); y (iii) la perforación de 2 (dos) pozos (1 pad) en Bajada del Palo Este con objetivo en Vaca Muerta (+2.75 MMbbl y +0.89 Bcf).
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) la perforación de 13 (trece) pozos (4 pads) con objetivo en la formación Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (+14.08 MMbbl y +13.91 Bcf); (ii) la perforación de 2 (dos) pozos (1 pad) en Bajada del Palo Este (+2.71 MMbbl y +1.39 Bcf); y (iii) la perforación de 28 (veintiocho) pozos (13 pads) en Aguada Federal (+24.69 MMbbl y +25.15 Bcf).
- (4) La variación por las compras de reservas de petróleo crudo (+2.00 MMbbl) y Gas natural (+2.00 Bcf) están principalmente relacionados con el acuerdo de *farmout* II con Trafigura mencionado en la Nota 29.2.1.2. Al 31 de diciembre de 2021, 4 (cuatro) pozos eran probados no desarrollados, mientras que otros 4 (cuatro) pozos eran no probados. Al 31 de diciembre de 2022, los 8 (ocho) pozos son probados no desarrollados.
- (5) Considera la producción atribuible a Vista Argentina.
- (6) El consumo interno de gas natural representó un 11.1% al 31 de diciembre de 2022.
- (7) Las reservas incluidas en esta nota han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, algunos cálculos que se muestran en la misma podrían no sumar debido al redondeo.

México	Petróleo crudo (1)	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2021	3.3	6.2	1.1
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores (2)	(0.3)	(0.1)	(0.0)
Producción del año (3)	(0.2)	(0.1)	(0.0)
Reservas al 31 de diciembre de 2022 (4)	2.9	6.0	1.1

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla describe los flujos de efectivo futuros estimados de la producción futura de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado, líquidos de gas natural y gas natural. Tal como lo prescriben las normas de Modernización de la Información de petróleo y Gas de la SEC y la ASC 932 de la Codificación de las Normas de Contabilidad ("ASC") de FASB relacionadas con las Actividades Extractivas - petróleo y Gas (anteriormente Divulgaciones de la SFAS 69 sobre Actividades de Producción de petróleo y Gas) los flujos se estimaron utilizando el promedio de 12 (doce) meses de los precios de referencia del primer día del mes y se ajustaron por diferenciales de ubicación y calidad y utilizando un factor de

⁽²⁾ Las revisiones de las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo y condensado y gas natural están asociadas a una mejor performance de los pozos (0.05 MMbbl) y a las últimas tendencias de GOR (-0.04 Bcf). La variación de las reservas probadas no desarrolladas de petróleo crudo y condensado, y gas natural (-0.34 MMbbl) y -0.02 Bcf) están relacionadas con un ajuste de la curva tipo luego de los resultados del pozo Vernet-1001.

 $^{^{(3)}}$ Considera la producción atribuible a Vista Holding II.

⁽⁴⁾ Las reservas incluidas en esta nota han sido redondeadas para facilitar su presentación. Por esta razón, algunos cálculos que se muestran en la misma podrían no sumar debido al redondeo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

descuento anual del 10%. Los costos futuros de desarrollo y abandono incluyen los costos estimados de perforación, las instalaciones de desarrollo y explotación y los costos de abandono. Estos costos de desarrollo futuro fueron estimados en base a las evaluaciones hechas por VISTA. El impuesto a la renta futuro se calculó aplicando las tasas impositivas legales vigentes en Argentina en cada período.

Esta medida estandarizada no pretende ser y no debe interpretarse como una estimación del valor de mercado de las reservas de la Compañía. El propósito de esta información es proporcionar datos estandarizados para ayudar a los usuarios de los estados financieros a comparar diferentes compañías y realizar ciertas proyecciones. Es importante señalar que esta información no incluye, entre otros elementos, el efecto de cambios futuros en los costos de los precios y las tasas de impuestos, que la experiencia pasada indica que es probable que ocurra, así como el efecto de los flujos de efectivo futuros de las reservas, que aún no se han clasificado como reservas probadas, de un factor de descuento más representativo del valor del dinero en el transcurso del tiempo y de los riesgos inherentes a la producción de petróleo crudo y gas natural. Estos cambios futuros pueden tener un impacto significativo en los flujos de efectivo netos futuros que se presentan a continuación. Por todas estas razones, esta información no indica necesariamente la percepción que la Compañía tiene sobre los flujos de efectivo netos futuros descontados de la reserva de hidrocarburos.

	Al 31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾	Al 31 de diciembre de 2022 ⁽¹⁾
Flujos futuros de efectivo	18,771	16,118
Costos futuros de producción	(5,573)	(4,634)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(3,198)	(2,142)
Impuesto sobre la renta futuro	(3,477)	(3,009)
Flujos de efectivos descontados netos	6,523	6,333
10% de descuento anual	(3,133)	(3,092)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros		
descontados (netos)	3,390	3,241

⁽¹⁾ Importes expresados en millones de dólares estadounidenses ("MM USD").

Cambios en la medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla revela los cambios en la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

manizados el 31 de dielemore de 2023 y 2022.	Año finalizado el 31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022 ⁽¹⁾
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros		
descontados al inicio del año	3,241	1,512
Variación neta en precios de venta y costos de producción		
relacionados con la producción futura (2)	(314)	1,170
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro (3)	(3,642)	(2,632)
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad (4)	(220)	229
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras ⁽⁵⁾	2,240	1,790
Acumulación de descuento	3,333	1,585
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar (6)	(131)	55
Ventas de petróleo crudo, GLP y gas natural producido, neto de		
los costos de producción	841	820
Costos de desarrollo estimados previamente incurridos	(669)	(460)
Variación neta en el impuesto sobre la renta (7)	(1,289)	(852)
Otros (8)	-	24
Variación en la medida estandarizada de los flujos de		
efectivo futuros descontados del año	149	1,729
Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros		
descontados al final del año	3,390	3,241

⁽¹⁾ Importes expresados en MM USD.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- (2) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, principalmente afectado por una disminución en los precios del petróleo crudo y condensado, gas natural y GLP vigentes en Argentina, los cuales disminuyeron de 72.32 USD por barril a 66.50 USD por barril de petróleo crudo, condensado y C5+, de 31.19 USD por barril a 25.40 USD por barril de GLP, y de 4.86 USD por pie cúbico a 3.55 USD por pie cúbico de gas de venta. Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente afectado por un aumento en los precios del petróleo crudo y condensado, gas natural y GLP vigentes en Argentina, los cuales aumentaron de 54.99 USD por barril a 72.32 USD por barril de petróleo crudo, condensado y C5+, de 26.87 USD por barril a 31.19 USD por barril de GLP, y de 3.92 USD por pie cúbico a 4.86 USD por pie cúbico de gas de venta.
- (3) Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022, relacionado a revisiones de costos de desarrollo del área no convencional de Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este Aguada Federal y Águila Mora.
- (4) Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, principalmente afectado por la extensión en los limites económicos de los activos por una disminución en los perfiles de precios del petróleo crudo y condensado, gas natural y GLP, detallados en el punto (2).
- (5) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, asociado principalmente a la extensión del área probada por la inclusión de 40 pozos en reservas probadas en el área Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta con resultados positivos, adicionalmente a la incorporación de reservas probadas de área Bajada del Palo Este no convencional con 26 pozos adicionales, en el área Aguada Federal no convencional se incorporan 19 pozos y en Águila Mora con la conversión de un Pad de 2 pozos de Reservas Probades a Probadas Desarrolladas. Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, asociado principalmente a la extensión del área probada por la inclusión de 32 pozos en reservas probadas en el área Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta con resultados positivos, adicionalmente a la incorporación de reservas probadas de área Bajada del Palo Este no convencional y el inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta en el área Aguada Federal no convencional. Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, asociado principalmente a la extensión del área probada por la inclusión de 44 pozos probados no desarrollados adicionales a partir de la actividad de perforación ejecutada en el área Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta con resultados positivos.
- (6) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, se concluye el acuerdo con Aconcagua, otorgando la operación a partir del 1 de marzo de 2023 con el 60% de la producción de petróleo crudo sobre las concesiones: 25 de Mayo-Medanito S.E., Charco del Palenque, Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Jagüel de los Machos y Jarilla Quemada. Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, se relaciona con el acuerdo de *farmout II* que otorga un 25% de participación sobre ciertos pozos de Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta a Trafigura (Ver Nota 29.2.1.2).
- (7) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la variación es debido al aumento en el impuesto sobre la renta debido a mayores ingresos esperados principalmente por las extensiones y los incrementos en los precios de los hidrocarburos.
- (8) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022, incluye las estimaciones de valor de las reservas de las áreas en México.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 33. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de diciembre de 2023 para determinar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 11 de marzo de 2024, fecha en que estos estados financieros estuvieron disponibles para su emisión:

- El 4 de enero de 2024, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado en julio de 2021 y enero de 2022, con el Banco Santander International por un monto total de 112.
- El 19 de enero de 2024, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado con ConocoPhillips Company por un monto de 958.
- El 19 de enero de 2024, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado en enero de 2021, con el Banco Santander International por un monto total de 72.
- El 25 de enero de 2024, Vista Argentina firmó contratos de préstamo con el Banco Macro por un monto total de 35,000 a una tasa de interés anual del 7% con fecha de vencimiento entre el 8 de febrero y el 19 de marzo de 2024. A la fecha de emisión de estos estados financieros, Vista Argentina precanceló los mencionados contratos de préstamos por un monto total de 35,229.
- El 11 de febrero de 2024, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a la ON XXI por un monto de 175.
- El 14 de febrero y el 1 de marzo de 2024, en el marco del Proyecto Duplicar Plus (Nota 17 y 28.1), Vista Argentina realizó pagos a Oldelval por un monto de 16,505.
- El 27 de febrero de 2024, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a las ON XI y ON XII por un monto total de 3,053.
- El 29 de febrero de 2024, en el marco del Proyecto mencionado en Nota 28.2, Vista Argentina realizó un pago a Oiltanking por un monto de 1,000.
- El 1 de marzo de 2024, en el marco del acuerdo mencionado en la Nota 1.2.1, Vista Argentina recibió por parte de Aconcagua 10,734.
- El 4 de marzo de 2024, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a las ON VI y XIX por un monto total de 122.
- El 5 de marzo de 2024, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a la ON XX por un monto de 151.
- El 6 de marzo de 2024, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a la ON XV por un monto de 135.
- El 6 de marzo de 2024, Vista Argentina emitió la ON Clase XXIII por un monto de 60,000 a una tasa del 6.5% con vencimiento en marzo 2027.

No hay otros eventos u operaciones que hayan ocurrido entre la fecha de estos estados financieros consolidados y la fecha de emisión de los estados financieros que pudieran afectar significativamente la situación del patrimonio o los resultados de la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 34. Información financiera complementaria proforma (no auditada)

Tal como se describe en la Nota 1.2.1, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina firmó un acuerdo con Aconcagua por las operaciones de las siguientes concesiones en la Cuenca Neuquina, Argentina ("la Transacción"): (i) concesión de explotación de Entre Lomas, ubicada en la Provincia de Neuquén; (ii) concesión de explotación de Entre Lomas, Jarrilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito S.E., ubicadas en la Provincia de Rio Negro (conjuntamente, las "Concesiones de explotación"); (iii) concesiones de transporte de gas de Entre Lomas y Jarilla Quemada, ubicadas en la Provincia de Rio Negro; (iv) concesión de transporte de crudo 25 de Mayo-Medanito S.E., ubicada en la Provincia de Rio Negro (conjuntamente con las Concesiones de explotación, las "Concesiones").

Esta información financiera proforma ha sido preparada por la Compañía, para cumplir los requisitos regulatorios establecidos por la CNBV, y ha sido preparada de conformidad con las NIIF, emitidas por IASB. La misma se ha preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido al valor razonable.

Dicha información financiera proforma no deben considerarse como declaración, garantía o insinuación sobre rendimiento o desempeño pasado o futuro. Ninguna persona debe confiar en la utilidad o precisión de dicha información financiera proforma, la cual se presenta exclusivamente para dar cumplimiento a la CNBV. En la medida más amplia permitida por la ley aplicable, Vista Energy S.A.B. de C.V. y sus directores, consejeros, empleados, afiliadas y subsidiarias quedan liberados de toda responsabilidad en relación con dicha información proforma.

34.1 Estado de resultados y otros resultados integrales consolidado proforma por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 (no auditados)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Ajustes proforma	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022 proforma
Ingreso por ventas a clientes	1,187,660	(112,094)	1,075,566
Costo de ventas:			
Costos de operación	(133,385)	58,493	(74,892)
Fluctuación del inventario de crudo	(500)	(12)	(512)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(234,862)	31,953	(202,909)
Regalías y otros	(188,677)	28,222	(160,455)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	-	(28,041)	(28,041)
Utilidad bruta	630,236	(21,479)	608,757
Gastos de ventas	(59,904)	2,527	(57,377)
Gastos generales y de administración	(63,826)	, -	(63,826)
Gastos de exploración	(736)	_	(736)
Otros ingresos operativos	26,698	62,623	89,321
Otros gastos operativos	(3,321)	-	(3,321)
Utilidad de operación	529,147	43,671	572,818
Ingresos por intereses	809	-	809
Gastos por intereses	(28,886)	-	(28,886)
Otros resultados financieros	(67,556)		(67,556)
Resultados financieros netos	(95,633)	-	(95,633)
Utilidad antes de impuestos	433,514	43,671	477,185
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(92,089)	(7,785)	(99,874)
(Gasto) por impuesto sobre la renta diferido	(71,890)	(7,500)	(79,390)
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(163,979)	(15,285)	(179,264)
Utilidad neta del año	269,535	28,386	297,921

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Ajustes proforma	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022 proforma
Otros resultados integrales			
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en períodos posteriores			
- (Pérdida) por remedición actuarial relacionada con beneficios a empleados	(4,181)	-	(4,181)
- Beneficio por impuesto sobre la renta diferido	1,463	-	1,463
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en períodos posteriores, netos de impuestos	(2,718)		(2,718)
Total utilidad integral del año	266,817	28,386	295,203

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

34.2 Estado de situación financiera consolidado proforma al 31 de diciembre de 2022 (no auditados)

	Al 31 de diciembre de 2022	Ajustes proforma	Al 31 de diciembre de 2022 proforma
Activos			
Activos no corrientes	1 (0 (220	(110.400)	1 405 011
Propiedad, planta y equipos	1,606,339	(110,428)	1,495,911
Crédito mercantil	28,288	(5,542)	22,746
Otros activos intangibles	6,792	(2.121)	6,792
Activos por derecho de uso	26,228	(3,131)	23,097
Inversiones en asociadas	6,443	1 60 706	6,443
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	15,864	163,786	179,650
Activos por impuestos diferidos	335	44.605	335
Total activos no corrientes	1,690,289	44,685	1,734,974
Activos corrientes			
Inventarios	12,899	(3,386)	9,513
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	90,406	(5,422)	84,984
Caja, bancos e inversiones corrientes	244,385	(10,848)	233,537
Total activos corrientes	347,690	(19,656)	328,034
Total activos	2,037,979	25,029	2,063,008
Capital contable y pasivos			
Capital contable Capital social	517,873		517,873
Otros instrumentos del capital contable	32,144	-	32,144
Reserva legal	2,603	-	2,603
Pagos basados en acciones	40,744	-	40,744
Reserva para recompra de acciones	49,465	-	49,465
Otros resultados integrales acumulados	(8,694)	-	(8,694)
Utilidades (pérdidas) acumuladas	209,925	28,386	238,311
Total capital contable	844,060	28,386	872,446
_		20,000	012,110
Pasivos Pasivos no corrientes			
	243,411	7,500	250,911
Pasivos por impuestos diferidos Pasivos por arrendamiento	20,644	(3,131)	17,513
Provisiones	31,668	(3,131)	31,668
Deudas financieras	477,601	-	477,601
Beneficios a empleados	12,251	-	12,251
Total pasivos no corrientes	785,575	4,369	789,944
•		.,,,,,	705,511
Pasivos corrientes Provisiones	2,848		2,848
Pasivos por arrendamiento	8,550	<u>-</u>	8,550
Deudas financieras	71,731	-	71,731
Salarios y contribuciones sociales	25,120	-	25,120
Impuesto sobre la renta	58,770	7,785	66,555
Otros impuestos y regalías	20,312	1,765	20,312
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	20,312 221,013	(15,511)	20,512
Total pasivos corrientes	408,344		
Total pasivos corrientes Total pasivos	1,193,919	(7,726) (3,357)	400,618 1,190,562
Total capital contable y pasivos	2,037,979	25,029	2,063,008
Tomi capital contable j pasivos	4,031,919	43,047	2,003,000

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

Pablo Vera Pinto Director de Finanzas

Javier Rodríguez Galli Director Jurídico



Para efectos de lo dispuesto en el artículo 32 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (según las mismas hayan sido reformadas en cualquier momento; la "<u>Circular Única de Auditores Externos</u>"), los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad y en el ámbito de nuestras respectivas funciones, lo siguiente:

- (i) que hemos revisado la información financiera presentada en los estados financieros básicos consolidados dictaminados de Vista Energy, S.A.B. de C.V. (la "Emisora") y subsidiarias al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (los "Estados Financieros Básicos Dictaminados") a los que se refiere la Circular Única de Auditores Externos;
- (ii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados no contienen información sobre hechos falsos, así como que no hemos omitido algún hecho o evento relevante, que sea de nuestro conocimiento, que pudiera resultar necesario para su correcta interpretación a la luz de las disposiciones bajo las cuales fueron preparados;
- que los Estados Financieros Básicos Dictaminados y la información adicional a éstos, presentan razonablemente en todos los aspectos importantes la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora;
- (iv) que se han establecido y mantenido controles internos, así como procedimientos relativos a la revelación de información financiera relevante de la Emisora;
- (v) que se han diseñado controles internos con el objetivo de asegurar que los aspectos importantes y la información relacionada con la Emisora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realice acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial se hagan del conocimiento de la administración;
- (vi) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, mediante comunicaciones oportunas, las deficiencias significativas detectadas en el diseño y operación del control interno que pudieran afectar de manera adversa, entre otras, a la función de registro, proceso y reporte de la información financiera; y
- (vii) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, cualquier presunto fraude o irregularidad que sea de su conocimiento e involucre a la administración o a cualquier otro empleado que desempeñe un papel importante, relacionado con los controles internos.



Los términos escritos con mayúscula inicial no definidos expresamente en la presente declaración tendrán el significado que a los mismos se les atribuye en la Circular Única de Auditores Externos.

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

Miguel Galuccio

Pablo Vera Pinto Director de Finanzas

Javier Rodríguez Galli Director Jurídico



23 de abril de 2024

El suscrito, en mi carácter de Socio y apoderado legal de Mancera, S.C., manifiesto bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados que contiene el presente reporte anual de Vista Energy, S.A.B. de C.V., por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, así como el 31 de diciembre de 2022 y 2021, fueron dictaminados con fecha 11 de marzo de 2024, 13 de marzo de 2023 y 15 de marzo de 2022, respectivamente, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente reporte anual y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados por él dictaminados.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.



23 de abril de 2024

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Volcán 150, piso 5, Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo, Ciudad de México

En relación con lo dispuesto en el artículo 84 Bis de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores publicadas en el Diario oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (la "Circular Única de Emisoras"), así como, lo requerido por el artículo 39 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos ("Circular Única de Auditores Externos"), en mi carácter de Auditor Externo de la Compañía y apoderado legal de Mancera, S.C., otorgo mi consentimiento para que Vista Energy, S.A.B. de C.V., incluya en el reporte anual, a que hace referencia el artículo 33, fracción I, incisos a) y b), numeral 5 y I respectivamente, así como, el artículo 36, fracción I, inciso c) de la Circular Única de Emisoras y 39 de la Circular Única de Auditores Externos, el dictamen sobre los estados financieros que al efecto se emitió correspondiente al ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2023, 31 de diciembre 2022 y 31 de diciembre de 2021, presentados en fecha 11 de marzo de 2024, 13 de marzo de 2023 y 15 de marzo 2022, respectivamente. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en el reporte anual de que se trate, así como cualquier otra información financiera incluida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros o del dictamen que, al efecto presenté, coincida con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.

Justine .



Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco 11520 México

Fax: +55 5283 1392 ey.com/mx

Manifestación al cierre de la auditoria del Despacho y del Auditor Externo Independiente requerida por el articulo 37 de las Disposiciones de Carácter General aplicables a las entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoria Externa de Estados Financieros Básicos (CUAE o Disposiciones) y por el articulo 84 de la Circular Única de Emisoras (CUE), sobre el cumplimiento de los requisitos de Independencia de conformidad con el articulo 6 de la CUAE.

11 de marzo de 2024

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Comités de Auditoría y Prácticas Societarias

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 de la Circular Única de Auditores Externos (CUAE) y por el artículo 84 de la Circular Única de Emisoras, sobre el cumplimiento de Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, respecto a lo previsto en el artículo 6 de la CUAE y con la finalidad que Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("Vista" o "la Compañía") y sus Comités de Auditoría y Prácticas Societarias den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE respecto de verificar que tanto Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, se apegan a los requisitos de Independencia, manifiesto bajo protesta de decir verdad que tanto Mancera. S.C., las personas que integran el equipo de auditoria asignado a este proyecto de servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme al contrato de prestación de servicios con fecha 20 de diciembre de 2023, celebrado entre Mancera, S.C. y la compañía (Carta Convenio) y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C., que a la fecha de celebración de la Carta Convenio, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa y de los comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (descritos en el apartado 1 de la Carta Convenio), cumplimos con los siguientes requisitos:

- 1. Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo, somos independientes y cumplimos con los supuestos a que se refieren las fracciones I a XI del artículo 6 de la CUAE, según se describe a continuación:
 - Los ingresos que percibe Mancera, S.C., provenientes de la Compañía o de sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o las personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio derivados de la prestación de los servicios, no representan en su conjunto el 10% o más de los ingresos totales de Mancera. S.C., durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2023.
 - Ni Mancera, S.C., ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente de II. la Compañía ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ha sido cliente o proveedor importante de la Compañía o, de sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2023.

Se considera que un cliente o proveedor es importante cuando sus ventas o compras a la Compañía o, a sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, representen en su conjunto el 10 % o más de sus ventas totales o, en su caso, compras totales.

- III. Ni el suscrito ni algún socio de Mancera, S.C., no son y no fuimos durante el año inmediato anterior a mi designación como Auditor Externo Independiente, consejero, director general o empleado que ocupe un cargo dentro de los dos niveles inmediatos inferiores a este último en la Compañía, en sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- IV. Ni Mancera, S.C., ni el suscrito ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso el cónyuge, concubina, concubinario a dependiente económico de las personas físicas anteriores, tenemos inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Compañía o, en su caso, por sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, ni tenemos títulos de crédito que representen dichos valores o derivados que los tengan como subyacente, salvo que se trate de depósitos a plazo fijo, incluyendo certificados de depósito retirables en días preestablecidos, aceptaciones bancarias o pagarés con rendimiento liquidable al vencimiento, siempre y cuando estos sean contratados en condiciones de mercado.

Lo previsto en esta fracción, no es aplicable a:

- a) La tenencia en acciones representativas del capital social de fondos de inversión de renta variable y en instrumentos de deuda.
- b) La tenencia en acciones representativas del capital social de una sociedad anónima, inscritas en el Registro Nacional de Valores a cargo de la Comisión, a través de fideicomisos constituidos para ese único fin en los que no intervengan en las decisiones de inversión o bien en títulos referidos a índices o canastas de acciones o en títulos de crédito que representen acciones del capital social de dos o más sociedades anónimas emitidos al amparo de fideicomisos.

- V. Ni Mancera, S.C. y ni el suscrito, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso, el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, mantienen con la Compañía o, con sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, deudas por préstamos o créditos de cualquier naturaleza, salvo que se trate de adeudos por tarjeta de crédito, por financiamientos destinados a la compra de bienes de consumo duradero por créditos hipotecarios para adquisición de inmuebles y por créditos personales y de nómina, siempre y cuando sean otorgados en condiciones de mercado.
- VI. En su caso, la Compañía, sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, no tienen inversiones en Mancera, S.C.
- VII. En su caso, ni Mancera, S.C. ni el suscrito en carácter de Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría proporciona a la Compañía, adicionalmente al de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme a la Carta Convenio, cualquiera de los servicios siguientes:
 - a) Preparación de los Estados Financieros Básicos incluyendo sus notas, así como de la contabilidad de la Compañía, de sus subsidiarias, asociadas. entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, así como de los datos que utilice como soporte para elaborar los mencionados Estados Financieros Básicos, sus notas o alguna partida de estos y cualquier otro tipo de servicio que tenga por objeto la preparación de dichos estados financieros.
 - Operación, directa o indirecta, de los sistemas de información financiera, o bien, administración de su infraestructura tecnológica que esté relacionada con sistemas de información financiera.
 - c) Diseño o implementación de controles internos sobre información financiera, así como, de políticas y procedimientos para la administración de riesgos.
 - d) Supervisión, diseño o implementación de los sistemas informáticos, sea hardware o software, que concentren datos que soportan los Estados Financieros Básicos o generen información significativa para la elaboración de estos.
 - e) Valuaciones, avalúos o estimaciones, excepto aquellos relacionados con estudios de precios de transferencia para fines fiscales o que no formen parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos.

- f) En su caso, administración de la Compañía, temporal o permanente, participando en las decisiones.
- g) Auditoría interna.
- h) Reclutamiento y selección de personal para que ocupen cargos de director general o de los dos niveles inmediatos inferiores al de éste, o cualquier persona cuyo puesto le permita ejercer influencia sobre la preparación de los registros contables o de los Estados Financieros Básicos sobre los que el Auditor Externo Independiente ha de expresar una opinión.
- i) Contenciosos ante tribunales, o cuando Mancera, S.C., o en carácter de Auditor Externo Independiente o algún socio o empleado del Despacho, cuenten con poder general con facultades de dominio, administración o pleitos y cobranzas otorgado por la Compañía.
- j) Elaboración de opiniones que, conforme a las leyes que regulan el sistema financiero mexicano, requieran ser emitidas por licenciados en derecho.
- k) Cualquier servicio prestado cuya documentación podría formar parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos o cualquier otro servicio que implique o pudiera implicar conflictos de interés respecto al trabajo de auditoría externa de Estados Financieros Básicos, conforme a lo señalado en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.
- VIII. Los ingresos que Mancera. S.C. percibe por auditar los Estados Financieros Básicos de la Compañía, no dependen del resultado de la propia auditoria o del éxito de cualquier operación realizada por la Compañía que tenga como sustento el Informe de Auditoría Externa.
- IX. Mancera, S.C. no tiene cuentas por cobrar vencidas con la Compañía por honorarios provenientes de servicios de auditoría o por algún otro servicio que ya se haya prestado a la Compañía, a la fecha de emisión del Informe de Auditoría.
- X. Ni Mancera, S.C., ni el Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, se ubica en alguno de los supuestos que prevé el código de ética profesional emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., o en alguno de los supuestos contemplados en el Código de Ética emitido por la Federación Internacional de Contadores, como causales de parcialidad en el juicio para expresar su opinión, siempre que dichos supuestos sean más restrictivos a los contenidos en las Disposiciones.

- XI. Mancera, S.C. y el que suscribe no identificaron amenazas que no se hubieran reducido a través de salvaguardas a un nivel aceptable para prestar el servicio de auditoría externa, conforme a los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.
- XII. En mi carácter de Auditor Externo Independiente, otorgo mi consentimiento para proporcionar a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), la información que ésta me requiera, a fin de verificar mi cumplimiento con los requisitos señalados anteriormente.
- XIII. Mancera, S. C. y el que suscribe, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos de independencia descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.

Mancera, S.C. y el que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y Apoderado Legal de Mancera, S.C., somos responsables del cumplimiento de los requisitos de independencia a que hacen referencia las disposiciones que se indican en esta manifestación de acuerdo con el artículo 6 de la CUAE

El que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente, a la fecha de celebración de la Carta Convenio celebrada entre Mancera, S.C., y la Compañía. durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023 y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa, así como, de los Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE, se reportaron a la Compañía y al Comité de Auditoría tan pronto tuvimos conocimiento de alguno de los hechos mencionados anteriormente, de acuerdo con lo descrito en el artículo 6 de la CUAE.

Suscribe

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y apoderado legal de Mancera, S.C.



Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco 11520 Mexico, D.F.

Fax: +55 5283 1392 ev.com/mx

11 de marzo de 2024

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Comités de Auditoría y Prácticas Societarias

> Asunto: Declaraciones de conformidad con el artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (CUAE).

Presente

Para los efectos de lo previsto en el artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 26 de abril de 2018, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (en adelante la "CUAE" o las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo de Vista Energy, S.A.B. de C.V., Entidad Regulada (la "Compañía") y apoderado legal de Mancera, S.C., de los estados financieros por el año que terminó el 31 de diciembre de 2023, manifiesto bajo protesta de decir verdad que, cumplo con todos los requisitos que señala dicho artículo, de acuerdo con lo siguiente:

- Que cumplo con los requisitos señalados en los artículos 4 y 5 de la CUAE. Así mismo, que ١. soy Contador Público con certificación vigente emitida por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C. número 14364 y socio del despacho Mancera, S.C. (el Despacho), contratado para la prestación profesional de servicios de auditoría externa y que el Despacho, al que represento cuenta con registro vigente número 01555, expedido el 8 de junio de 1993, por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- II. Que desde la fecha en que se prestan los servicios de auditoría externa, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de auditoría externa, así como de los comunicados y opiniones requeridos conforme a lo señalado en el artículo 15 de las Disposiciones, cumplo con los requisitos a que se refieren los artículos 4 y 5, así como que el Despacho se ajusta a lo previsto en los artículos 6, 9 y 10, en relación con el artículo 14 de las Disposiciones.

III. Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el artículo 12 de las Disposiciones.

Asimismo, otorgo mi consentimiento expreso para proporcionar a la CNBV la información que ésta me requiera, a fin de verificar el cumplimiento de los requisitos anteriores. Así mismo, el Despacho se obliga a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos anteriores, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que concluya la auditoría de los estados financieros básicos de la Compañía.

Por último, informo que, la auditoría a la que se hace referencia en el primer párrafo de este documento corresponde al 1er año que he estado a cargo de la auditoría de estados financieros básicos de la Compañía y que Mancera, S.C., ha prestado durante 7 años servicios de auditoría externa a la Compañía, a la fecha de emisión de los estados financieros auditados correspondientes al 31 de diciembre de 2023.

Suscribe,

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona

) Julian

Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.



Informe Anual del Comité de Auditoría del 2023



Ciudad de México, Estados Unidos Mexicanos al 11 de marzo de 2024

INFORME ANUAL DEL COMITE DE AUDITORÍA DE VISTA ENERGY, S.A.B. DE C.V.

Al Consejo de Administración de Vista Energy, S.A.B. de C.V. Presente

Estimados señores y señoras:

El suscrito, en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría (el "<u>Comité</u>") de Vista Energy, S.A.B. de C.V. (la "<u>Sociedad</u>"), con fundamento en lo dispuesto por el artículo 43, fracción II de la Ley del Mercado de Valores ("<u>LMV</u>") y el artículo 38 de los estatutos sociales de la Sociedad, me permito rendir, en representación del Comité, el informe anual aprobado por la totalidad de los miembros del Comité, respecto de las actividades realizadas en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2023 al 31 de diciembre de 2023.

De conformidad con las disposiciones contenidas en la LMV, durante el ejercicio social de referencia, el Comité se enfocó durante este periodo, de manera general, en desarrollar distintas actividades en materia de auditoría que la ley aplicable y los estatutos sociales de la Sociedad le confieren, con el fin de apoyar al Consejo de Administración en la administración de la Sociedad, así como en celebrar reuniones periódicas y continuas con distintos directivos relevantes de la misma.

Por lo que respecta a conceptos específicos correspondientes a las funciones aprobadas para este Comité, damos a conocer lo siguiente:

ESTADOS FINANCIEROS

Revisamos la información financiera de la Sociedad correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2023, y no detectamos irregularidades, por lo cual recomendamos su presentación al Consejo de Administración de la Sociedad para su aprobación y publicación.

Revisamos los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023, dictaminados por el órgano correspondiente de la Sociedad, así como por Mancera, S.C. integrante de Ernst & Young Global Ltd., en su carácter de auditor externo de la Sociedad, y las políticas de contabilidad utilizadas en su preparación, las cuales fueron aplicadas de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Después de haber analizado los comentarios de los auditores externos, en conjunto con los auditores internos y con la Administración de la Sociedad, recomendamos al Consejo de Administración su aprobación, para, consecuentemente, ser presentados a la consideración de la Asamblea de Accionistas.

POLÍTICAS CONTABLES



Hemos revisado las políticas contables más importantes seguidas por la Sociedad, las cuales fueron observadas para la preparación de sus estados financieros, que se rigen por las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Derivado de dicha revisión, recomendamos la aprobación de las políticas contables.

AUDITORÍA EXTERNA

Revisamos los planes de trabajo para dictaminar los estados financieros y cumplimiento de control interno proporcionados por la firma de auditores externos, los cuales fueron aprobados en su totalidad.

En nuestra entrevista y sesión del Comité con los auditores externos de la Sociedad, nos cercioramos de que cumplieran los requisitos de independencia, de conformidad con la ley aplicable.

El Comité evaluó el desempeño y, derivado de dicha evaluación, recomendó al Consejo de Administración de la Sociedad la ratificación de Mancera, S.C. integrante de Ernst & Young Global Ltd., como auditores externos de la Sociedad, y del Señor Arturo Figueroa en su carácter de auditor externo de la Sociedad, así como la aceptación de sus propuestas económicas de honorarios profesionales. Asimismo, aprobamos la contratación de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. (firma argentina miembro de Ernst & Young Global Limited) para la prestación de servicios de auditoría necesarios para el cumplimiento de las obligaciones a las que se encuentra sujeta la Sociedad bajo la ley del estado de Nueva York, Nueva York, mediante la celebración de una carta convenio

Asimismo, el Comité evaluó la ratificación de los servicios de auditoria prestados o ser prestados por Mancera, S.C., distintos al de auditoría externa de estados financieros básicos, en su carácter de auditor externo de la Sociedad y del respectivo importe de las remuneraciones por dichos servicios por el período transcurrido desde (i) el 1 de abril de 2023 y hasta 24 de octubre de 2023 y (ii) el 24 de octubre de 2023 y hasta el 30 de abril del 2024.

MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS

Durante el ejercicio 2023, no fue necesario adoptar medidas preventivas ni correctivas por la Sociedad para evitar incumplimientos a los lineamientos y/o políticas de operación y de registro contable de la Sociedad y sus subsidiarias.

SEGUIMIENTO DE ACUERDOS DE LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS Y EL CONSEJO DE ADMINISTRACION

Fuimos informados de los acuerdos adoptados por las asambleas generales de accionistas y por el Consejo de Administración, concluyendo que sus resoluciones fueron ejecutadas conforme a lo que se determinó en cada caso.

OBSERVACIONES RESPECTO DE LA CONTABILIDAD, CONTROL INTERNO Y AUDITORÍA INTERNA Y/O EXTERNA DE LA SOCIEDAD

Durante el ejercicio 2023, no fue necesario realizar observaciones particulares respecto de la contabilidad, control interno y auditoría interna y/o externa ni se recibieron observaciones formuladas por accionistas, consejeros, directivos relevantes, empleados o cualquier otro tercero, en relación con estas cuestiones.



ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

Durante el ejercicio social señalado, el Comité de Auditoría se reunió para sesionar en forma presencial en 4 ocasiones, el 22 de febrero en Ciudad de Buenos Aires, el 24 de abril en Ciudad de México, Estados Unidos Mexicanos, 12 de julio en Ciudad de Paris, Francia y el 23 de octubre en Nueva York, EE.UU. y sesionó mediante el sistema de videoconferencia, adoptando un conjunto de resoluciones unánimes fuera de sesión del Comité de Prácticas Societarias, en las siguientes fechas: 13 de marzo (unánime) y el 20 de diciembre (unánime).

Hemos llevado a cabo reuniones regulares del Comité con los directivos relevantes de la Sociedad en materia financiera, contable y de auditoría interna para mantenernos informados de la marcha de la Sociedad y las actividades y eventos relevantes.

También nos reunimos con los auditores externos de la Sociedad para discutir el desarrollo de su trabajo, cualesquier limitaciones que pudieran haber tenido y facilitar cualquier comunicación privada que desearan tener con el Comité, sin la presencia de los directivos relevantes de la Sociedad.

Los trabajos que llevamos a cabo quedaron debidamente documentados en actas preparadas de cada reunión y sus anexos, las cuales fueron revisadas y aprobadas oportunamente por los integrantes del Comité.

En mi carácter del Presidente del Comité presenté reportes periódicos al Consejo de Administración respecto de las actividades desarrolladas por dicho Comité en el ejercicio de sus facultades.

En virtud de lo expuesto, se recomienda al Consejo de Administración someta a la aprobación de la asamblea general ordinaria de accionistas, los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio social que concluyó el 31 de diciembre de 2023.

Pierre Jean Sivignon
Presidente del Comité de Auditoría

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



I. INFORMACIÓN FINANCIERA 2022



Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre de 2022



Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco 1520 Mexico, D.F.

Fax: +55 5283 1392



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Consejo de Administración y a la Asamblea General de Accionistas de Vista Energy, S.A.B. de C.V.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Vista Energy, S.A.B. de C.V. y subsidiarias (la "Compañía" o el "Grupo"), que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2022 y 2021; el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado; el estado de variaciones en el capital contable consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 y 2021, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables materiales.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Vista Energy, S.A.B. de C.V. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2022, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), como han sido emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría ("NIA"). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe. Somos independientes de la Compañía de conformidad con el "Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores" ("Código de Ética del IESBA") junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en México por el "Código de Ética Profesional del Instituto Mexicano de Contadores Públicos" ("Código de Ética del IMCP") y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código de Ética del IESBA.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Asuntos claves de auditoría

Los asuntos clave de la auditoría son aquellos que, según nuestro juicio profesional, han sido los más significativos en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual. Estos asuntos han sido tratados en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre dichos asuntos. Para cada asunto clave de auditoría, describimos cómo se abordó el mismo en el contexto de nuestra auditoría.

Hemos cumplido las responsabilidades descritas en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe, incluyendo las relacionadas con los asuntos clave de auditoría. Consecuentemente, nuestra auditoría incluyó la aplicación de procedimientos diseñados a responder a nuestra evaluación de los riesgos de desviación material de los estados financieros consolidados adjuntos. Los resultados de nuestros procedimientos de auditoría, incluyendo los procedimientos aplicados para abordar los asuntos clave de la auditoría descritos más adelante, proporcionan las bases para nuestra opinión de auditoría de los estados financieros consolidados adjuntos.

Evaluación de deterioro de activos de larga duración

Descripción de los asuntos clave de auditoría

Al 31 de diciembre de 2022, el valor neto de propiedad, planta y equipos, otros activos intangibles y crédito mercantil ("activos de larga duración") asciende a US \$ 1,641,419 miles. En las Notas 2.4.2, 3.2.1, 3.2.2, 13 y 14 de los estados financieros consolidados se incluyen las revelaciones sobre la propiedad, planta y equipos, crédito mercantil y otros activos intangibles.

El análisis de deterioro de los activos de larga duración fue importante para nuestra auditoría ya que el valor de dichos activos con respecto a los estados financieros consolidados es significativo, y la determinación de su valor de recuperación involucra juicios y estimaciones significativos por parte de la administración, de la que se ven afectados por condiciones futuras como son las de mercado. Adicionalmente, el cálculo del valor de recuperación conlleva el riesgo de que los flujos de efectivo futuros utilizados en su determinación difieran de las expectativas o que los resultados sean distintos a los valores originalmente estimados.

La prueba de deterioro sobre los activos de larga duración requirió del uso significativo de estimaciones. Estas hipótesis se describen en la Nota 3.2.2 de los estados financieros consolidados adjuntos, y están basadas entre otros, en (i) las tasas de descuento, (ii) los precios futuros de petróleo crudo, gas natural y GLP, y (iii) producción y volúmenes de reservas.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía no identificó indicios de deterioro relacionado con los activos de larga duración.

Cómo nuestra auditoría abordó este asunto

Evaluamos los supuestos utilizados por la Administración relacionados con la tasa de descuento, la evolución de los precios del petróleo y gas, junto con otros supuestos claves utilizados en la elaboración de las pruebas de deterioro, al evaluar y analizar los planes de negocio que la Compañía utilizó como base para realizar sus estimaciones de flujos futuros de efectivo en el análisis de deterioro.

Evaluamos la razonabilidad de dichos planes con base en información externa disponible tales como, los reportes de reserva de crudo y gas certificados por los auditores externos de reservas, como parte de nuestros procedimientos evaluamos la competencia y objetividad de dichos auditores externos.

Involucramos a nuestros especialistas internos, para asistirnos en la evaluación entre otras cuestiones de la metodología del modelo de valor en uso utilizado por la Administración de la Compañía en su análisis de deterioro y los supuestos clave utilizados en la determinación de las tasas de descuento incluyendo las primas de riesgo utilizadas, la razonabilidad de las curvas de precios esperados del crudo y gas futuros por medio del uso de información pública disponible de diversos participantes del mercado.

También evaluamos los análisis de sensibilidad realizados por la Compañía, enfocándonos principalmente en los supuestos utilizados, revelados en la Nota 3.2.2 de los estados financieros consolidados adjuntos.

Finalmente, evaluamos la razonabilidad de las revelaciones incluidas en los estados financieros consolidados adjuntos de la Compañía al 31 de diciembre de 2022.

Otra información contenida en el informe anual 2022 de la Compañía

La otra información comprende la información incluida en el Informe Anual de la Compañía a ser presentado a los accionistas y el Reporte Anual a ser presentado a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores ("CNBV"), diferente de los estados financieros consolidados y nuestro informe de auditoría correspondiente. La Administración es responsable de la otra información. La otra información se espera que se encuentre disponible para nosotros con posterioridad a la fecha de este informe de auditoría.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y no expresamos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre dicha información.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer y considerar la otra información identificada anteriormente cuando se encuentre disponible, y al hacerlo, considerar si existe una inconsistencia material entre la otra información y los estados financieros consolidados o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría o si parece que existe una desviación material en la otra información por algún otro motivo.

Responsabilidades de la Administración y del Comité de Auditoría en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con el negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar la Compañía o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de reporte financiero de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de desviación material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una desviación material cuando existe. Las desviaciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debido a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de continuar como negocio en marcha.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.
- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos al Comité de Auditoría de la Compañía en relación con, entre otros asuntos, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría de la Compañía una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con el Comité de Auditoría de la Compañía, determinamos los más significativos en la auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual y que son, en consecuencia, los asuntos clave de la auditoría. Describimos dichos asuntos en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que un asunto no se debería comunicar en nuestro informe cuando se espera razonablemente que las consecuencias adversas de hacerlo superarían a los beneficios de interés público de dicho asunto.

El socio responsable de la auditoría es quien suscribe este informe.

Mancera, S.C. Integrante de

Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Ciudad de México, México

13 de marzo de 2023

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021
- Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021
- Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Ingreso por ventas a clientes	5	1,143,820	652,187
Costo de ventas:		, -,	,
Costos de operación	6.1	(133,385)	(107,123)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	(500)	(905)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14/15	(234,862)	(191,313)
Regalías		(144,837)	(86,241)
Utilidad bruta		630,236	266,605
Gastos de ventas	7	(59,904)	(42,748)
Gastos generales y de administración	8	(63,826)	(45,858)
Gastos de exploración	9	(736)	(561)
Otros ingresos operativos	10.1	26,698	23,285
Otros gastos operativos	10.2	(3,321)	(4,214)
Reversión de deterioro de activos de larga duración	3.2.2	- · · · · · -	14,044
Utilidad de operación		529,147	210,553
Ingresos por intereses	11.1	809	65
Gastos por intereses	11.2	(28,886)	(50,660)
Otros resultados financieros	11.3	(67,556)	(7,194)
Resultados financieros, netos		(95,633)	(57,789)
Utilidad antes de impuestos		433,514	152,764
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	16	(92,089)	(62,419)
(Gasto) por impuesto sobre la renta diferido	16	(71,890)	(39,695)
(Gasto) por impuesto sobre la renta		(163,979)	(102,114)
Utilidad neta del año		269,535	50,650
Otros resultados integrales			
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a			
resultados en años posteriores			
 (Pérdidas) por remedición actuarial relacionada con beneficios a empleados 	23	(4,181)	(4,513)
- Beneficio por impuesto sobre la renta diferido	16	1,463	2,048
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores, netos de impuestos		(2,718)	(2,465)
Total utilidad integral del año		266,817	48,185
Ganancias por acción			
Básica (en dólares por acción)	12	3.068	0.574
Diluida (en dólares por acción)	12	2.755	0.543
2 maran (chi dolmos por decion)		2.,35	0.243

Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	1,606,339	1,223,982
Crédito mercantil	14	28,288	28,416
Otros activos intangibles	14	6,792	3,878
Activos por derecho de uso	15	26,228	26,454
Inversiones en asociadas	2.4.16	6,443	2,977
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	15,864	20,210
Activos por impuestos diferidos Total activos no corrientes	16	335 1,690,289	2,771 1,308,688
Total actives no corrences		1,070,207	1,500,000
Activos corrientes			
Inventarios	19	12,899	13,961
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	90,406	46,096
Caja, bancos e inversiones corrientes	20	244,385	315,013
Total actives		347,690	375,070
Total activos		2,037,979	1,683,758
Capital contable y pasivos			
Capital contable Capital social	21.1	517,873	586,706
Otros instrumentos del capital contable	21.1	32,144	-
Reserva legal	21.2	2,603	_
Pagos basados en acciones		40,744	31,601
Reserva para recompra de acciones	21.2	49,465	-
Otros resultados integrales acumulados		(8,694)	(5,976)
Utilidades (pérdidas) acumuladas		209,925	(47,072)
Total capital contable		844,060	565,259
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	16	243,411	175,420
Pasivos por arrendamiento	15	20,644	19,408
Provisiones	22	31,668	29,657
Préstamos Tétulos orgionales	18.1 18.3	477,601	447,751
Títulos opcionales		10.051	2,544 7,822
Beneficios a empleados	23 26	12,251	50,159
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar Total pasivos no corrientes	20	785,575	732,761
-			
Pasivos corrientes			
Provisiones	22	2,848	2,880
Pasivos por arrendamiento	15	8,550	
Préstamos	18.1	71,731	163,222
Salarios y contribuciones sociales	24	25,120 58,770	17,491
Impuesto sobre la renta	16 25	58,770	
Otros impuestos y regalías	25 26	20,312	11,372
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar Total pasivos corrientes	26	221,013 408,344	138,482 385,738
Total pasivos Total pasivos		1,193,919	1,118,499
Total capital contable y pasivos		2,037,979	1,683,758
Total capital contable y pasivos		4,031,919	1,003,730

Estado de variaciones en el capital contable consolidado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital social	Otros instrumentos del capital contable	Reserva legal	Pagos basados en acciones	Reserva para recompra de acciones	Otros resultados integrales acumulados	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2021	586,706	- -	-	31,601	-	(5,976)	(47,072)	565,259
Resultado del año Otros resultados integrales del año	-	. <u>-</u>	-	- -	-	(2,718)	269,535	269,535 (2,718)
Total resultados integrales		-	-	-	-	(2,718)	269,535	266,817
Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 26 de abril de 2022 ⁽¹⁾ : Constitución de reserva legal Constitución de reserva para recompra de acciones	-	- -	1,255	-	- 23,840	- -	(1,255) (23,840)	- -
Consejo de Administración del 27 de septiembre de 2022 (1): Reducción de capital social	(39,530)	-	-	-	-	-	39,530	-
Asamblea General de tenedores de títulos opcionales del 4 de octubre de 2022 (1): Ejercicio sin pago en efectivo de títulos opcionales	-	32,144 ⁽²⁾	-	-	-	-	-	32,144
Asamblea General Ordinaria del 7 de diciembre de 2022 (1): Constitución de reserva legal Constitución de reserva para recompra de acciones	-	· -	1,348	-	- 25,625	- -	(1,348) (25,625)	- -
Recompra de acciones (1)	(29,304)	-	-	-	-	-	-	(29,304)
Pagos basados en acciones	1	-	-	9,143(3)	-	-	-	9,144
Saldos al 31 de diciembre de 2022	517,873	32,144	2,603	40,744	49,465	(8,694)	209,925	844,060

⁽¹⁾ Ver Nota 21.

⁽²⁾ Incluye 32,894 de ejercicio sin pago en efectivo de títulos opcionales (Nota 18.3 y 18.5.1), neto de 750 relacionados con gastos.

⁽³⁾ Incluye 16,576 de gastos por pagos basados en acciones (Nota 8), neto de cargos por impuestos.

Estado de variaciones en el capital contable consolidado por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital social	Pagos basados en acciones	Otros resultados integrales acumulados	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2020	659,400	23,046	(3,511)	(170,417)	508,518
Resultado del año	-	-	-	50,650	50,650
Otros resultados integrales del año	-	-	(2,465)	-	(2,465)
Total resultados integrales		-	(2,465)	50,650	48,185
Asamblea General Ordinaria del 14 de diciembre de $2021^{(1)}$:					
Reducción de capital social	(72,695)	-	-	72,695	-
Pagos basados en acciones	1	8,555(2)	-	-	8,556
Saldos al 31 de diciembre de 2021	586,706	31,601	(5,976)	(47,072)	565,259

⁽¹⁾ Ver Nota 21.

⁽²⁾ Incluye 10,592 de gastos por pagos basados en acciones (Nota 8), neto de cargos por impuestos.

Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 $\,$

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Flujos de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		269,535	50,650
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo			
Partidas relacionadas con actividades de operación:			
(Reversión) constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas	7	(36)	406
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	11.3	(33,263)	(14,328)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	11.3	2,444	2,546
Incremento neto en provisiones	10.2	2,790	1,930
Gastos por intereses de arrendamiento	11.3	1,925	1,079
Descuento de activos y pasivos a valor presente	11.3	2,561	2,300
Pagos basados en acciones	8	16,576	10,592
Beneficios a empleados	23	502	247
Gasto por impuesto sobre la renta	16	163,979	102,114
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciaciones y agotamientos	13/15	231,746	187,858
Amortización de activos intangibles	14	3,116	3,455
(Reversión) de deterioro de activos de larga duración	3.2.2	-	(14,044)
Ingresos por intereses	11.1	(809)	(65)
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	10.1	(18,218)	(9,050)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	11.3	17,599	(5,061)
Ganancia por baja de activos	10.1	-	(9,999)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	11.2	28,886	50,660
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	11.3	30,350	2,182
Costo amortizado	11.3	2,365	4,164
Revaluación de préstamos	11.3	52,817	19,163
Otros resultados financieros	11.3	2,515	-
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(46,272)	7,475
Inventarios	6.2	500	905
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	••	40,183	16,209
Pagos de beneficios a empleados	23	(254)	(399)
Salarios y contribuciones sociales		2,877	3,929
Otros impuestos y regalías Provisiones		(8,024)	(7,311)
Pago de impuesto sobre la renta		(2,265) (74,354)	(1,918) (4,296)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		689,771	401,393
riajos netos de efectivo generados por actividades operativas		002,771	401,373
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(479,361)	(321,286)
Pagos por adquisición de activos AFBN	1.2.1	(115,000)	-
Pagos recibidos por acuerdo de farmout	10.1	20,000	10,000
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	14	(6,030)	(1,611)
Procedentes de bajas de propiedad minera (1)		(2.466)	14,150
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas Efectivo recibido por la adquisición de activos AFBN	29.3.10	(3,466)	(2,977) 6,203
Cobros procedentes de intereses	29.3.10 11.1	809	65
Procedentes de hitereses Procedentes de bajas de otros activos financieros	11,1	336	-
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión		(582,712)	(295,456)
g at (Spreados en) derridades de miteratori		(552,712)	(=>0,100)

Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Préstamos recibidos	18.2	128,788	358,093
Pago de costos de emisión de préstamos	18.2	(1,670)	(3,326)
Pago de capital de los préstamos	18.2	(195,091)	(284,695)
Pago de intereses de los préstamos	18.2	(34,430)	(54,636)
Pago de arrendamientos	15	(11,494)	(8,911)
Recompra de acciones	21.1	(29,304)	-
Flujos netos de efectivo (aplicados en) generados por actividades de			
financiamiento		(143,201)	6,525
(Disminución) aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo		(36,142)	112,462
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del año Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en	20	311,217	201,314
la moneda extranjera		(33,119)	(2,559)
(Disminución) aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo		(36,142)	112,462
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del año	20	241,956	311,217
Transacciones significativas que no generaron flujo de efectivo Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en			
cuentas por pagar y otras cuentas por pagar Cambios en la obligación de taponamiento y abandono de pozos que		138,543	80,321
impactan en propiedad, planta y equipos	13/22.1	(713)	2,112
Adquisición de activos AFBN	29.3.10	-	69,693
Adquisición de activos exploratorios de México	29.3.11	-	6,174
Baja de activos exploratorios de México	29.3.11	-	(5,126)

⁽¹⁾ Incluye 15,000 recibidos por la transferencia de la participación en la concesión Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO") (ver Nota 29.3.4), neto de 850 de pagos relacionados a la transferencia de activos exploratorios de México (ver Nota 29.3.11).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 1. Información del Grupo

1.1 Información general

Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("VISTA", la "Compañía" o "el Grupo"), anteriormente conocida como Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., fue constituida el 22 de marzo de 2017 como una sociedad anónima de capital variable, de conformidad con la legislación de los Estados Unidos Mexicanos ("México"). El 28 de julio de 2017, la Compañía adoptó la forma de "Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable" ("S.A.B. de C.V.").

El 26 de abril de 2022, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., cambió su nombre a "Vista Energy, S.A.B de C.V.".

El 25 de julio de 2019 la Compañía realizó su oferta pública en la Bolsa de Nueva York ("NYSE" por sus siglas en inglés), y comenzó a operar bajo el símbolo "VIST" al día siguiente. En la misma fecha, la Compañía emitió acciones Serie A adicionales en la Bolsa Mexicana de Valores ("BMV") bajo el símbolo de "VISTA" (ver Nota 21.1).

El objeto social de la Compañía es:

- (i) adquirir, por cualquier medio legal, cualquier tipo de activos, acciones, participaciones en sociedades, intereses de capital o participaciones en cualquier tipo de empresas, sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o cualquier tipo de entidad dentro del sector energético, sean mexicanas o extranjeras o cualquier otra industria;
- (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles, civiles, asociaciones, fideicomisos sean mexicanas o extranjeras o de cualquier otra naturaleza;
- (iii) emitir y colocar acciones representativas de su capital social, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en mercados de valores nacionales o extranjeros;
- (iv) emitir y colocar títulos de suscripción de acciones, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en relación a las acciones que representen su capital social o cualquier otro tipo de valores, en mercados de bolsa nacionales o extranjeros; y
- (v) emitir o colocar instrumentos negociables, instrumentos de deuda o cualquier otra garantía, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en mercados de bolsa nacionales o extranjeros.

Desde su fundación hasta el 4 de abril de 2018, todas las actividades de la Compañía se relacionaron con su constitución, la Oferta Pública Inicial ("OPI") en la BMV y los esfuerzos dirigidos a detectar y consumar la combinación inicial de negocios. A partir de esa fecha, la actividad principal de la Compañía es la exploración y producción de petróleo y gas ("Upstream") a través de sus subsidiarias.

Al 31 de diciembre de 2022, las operaciones de upstream que posee la Compañía, a través de sus subsidiarias son las siguientes:

En Argentina

En la cuenca Neuquina:

- (i) 100% en las concesiones de explotación convencionales 25 de Mayo Medanito SE; Jagüel de los Machos; Entre Lomas Neuquén; Entre Lomas Río Negro; y Jarilla Quemada y Charco del Palenque (en el área Agua Amarga) (operadas);
- (ii) 100% en las concesiones de explotación no convencionales Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este (operadas);
- (iii) 84.62% en la concesión de explotación convencional Coirón Amargo Norte (operada);
- (iv) 90% en la concesión de explotación no convencional Águila Mora (operada);
- (v) 100% en la concesión de explotación no convencional Aguada Federal (operada) (ver Nota 1.2.1);
- (vi) 100% en la concesión de explotación no convencional Bandurria Norte (operada) (ver Nota 1.2.1).

En la cuenca Noroeste:

(i) 1.5% en la concesión de explotación convencional Acambuco (no operada).

En México

(i) 100% en el área CS-01 (operada).

Ver Nota 29.3 para mayor información sobre las participaciones en concesiones de explotación de petróleo y gas.

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México, México, Pedregal 24, Piso 4, Colonia Molino del Rey, Alcaldía Miguel Hidalgo, C.P. 11040.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

1.2 Transacciones significativas del ejercicio

1.2.1 Adquisición del 50% de participación operada en las concesiones no convencionales de Aguada Federal y Bandurria Norte en Vaca Muerta ("Adquisición de activos AFBN")

El 17 de enero de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Energy Argentina S.A.U., anteriormente conocida como Vista Oil & Gas Argentina S.A.U ("Vista Argentina"), adquirió el 50% de participación operada en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte ("los activos") a Wintershall DEA Argentina S.A. ("Wintershall").

VISTA acordó pagar un total de 140,000, de los cuales 90,000 se han pagado a la fecha de la transacción, y los restantes 50,000 en 8 (ocho) cuotas trimestrales iguales a partir de abril de 2022. Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, Vista pagó a Wintershall, 4 (cuatro) cuotas iguales de 6,250, y el pasivo relacionado a dicha transacción es de 23,880, reconocido a valor presente (ver Nota 26 y 34).

Como resultado de esta transacción Vista reconoció un alta de 68,743 en "Propiedad, planta y equipos" (ver Nota 13), cancelando el *carry* de 77,000 asumido el 16 de septiembre de 2021.

La fecha efectiva de la transacción fue el 1 de enero de 2022. Con fecha 14 de septiembre de 2022, la Provincia del Neuquén emitió los Decretos No. 1,851/22 y 1,852/22 por los cuales se aprobaron las cesiones de los activos ubicados en las áreas Bandurria Norte y Aguada Federal, respectivamente, por parte de Wintershall a Vista Argentina.

Para más información de dichas concesiones ver Nota 29.3.10.

1.2.2 Acuerdo de inversión conjunta ("acuerdo de *farmout II*") con Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura") en el Área Bajada del Palo Oeste

El 11 de octubre de 2022, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina suscribió un segundo acuerdo de *farmout* con Trafigura, a través del cual se estableció un acuerdo para el desarrollo de 3 (tres) pads en el área Bajada del Palo Oeste ("acuerdo de *farmout* II").

El acuerdo de *farmout* II, estableció un acuerdo conjunto y otorgó a Trafigura derechos contractuales del 25% sobre la producción de hidrocarburos de los pads incluidos en el acuerdo, así como las obligaciones asociadas al 25% de los costos de inversión, incluyendo el pago de regalías e impuestos directos. Como parte del acuerdo de *farmout* II, Trafigura acordó pagar a Vista Argentina 1,700 por cada pozo conectado (equivalente a 6,800 por un pad de 4 pozos). Al 31 de diciembre de 2022 ningún pozo, relacionado con este acuerdo, ha sido conectado.

Vista Argentina mantiene la operación del área Bajada del Palo Oeste y el 100% de su titularidad. Y con respecto a los pads incluidos en el acuerdo de *farmout* II, mantiene sus derechos sobre el 75% de la producción de hidrocarburos y asume el 75% de los costos de inversión, así como las regalías, impuestos directos y todos los demás costos operativos y de midstream.

La fecha efectiva de la transacción fue el 1 de octubre de 2022.

Para más información de dicha concesión ver Nota 29.3.2.

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables materiales

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés).

Los estados financieros consolidados se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido al valor razonable. Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses ("USD") y todos los valores se redondean en miles, excepto cuando se indique lo contrario.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 13 de marzo de 2023 y se consideran los eventos posteriores hasta dicha fecha. Estos estados financieros serán presentados en la Asamblea General de Accionistas el 24 de abril de 2023. Los accionistas tienen el poder de aprobar y modificar los estados financieros de la Compañía.

2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB

2.2.1 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones vigentes emitidas por el IASB, adoptadas por la Compañía

Modificaciones a la NIC 37: Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes – Contratos onerosos y costos de cumplimiento

Un contrato oneroso es aquel en el cual, los costos vinculados con el cumplimiento de las obligaciones derivadas del mismo superan los beneficios económicos que se espera recibir del mismo.

Las modificaciones a la norma especifican que, al evaluar si un contrato es oneroso o no, la Compañía debe considerar todos los costos que estén directamente relacionados con el contrato. Los gastos generales y de administración que no se relacionan directamente con un contrato se excluyen, a menos que sean explícitamente imputables al mismo.

Estas modificaciones no tuvieron impactos en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no posee costos de cumplimiento de contratos.

Modificaciones a la NIC 16: Propiedad, planta y equipos - Importes obtenidos con anterioridad al uso previsto por la gerencia.

En mayo de 2020, el IASB publicó modificaciones a la NIC 16, estableciendo que las Compañías no podrán deducirse del costo de la propiedad, planta y equipos, los importes obtenidos del mismo con anterioridad a su uso esperado, y mientras se lleva ese activo a la ubicación y condición necesarias para que pueda operar como lo espera la gerencia.

En consecuencia, la mencionada modificación establece que los importes de la venta de la propiedad, planta y equipos, y los costos de producción relacionados con el mismo, deben reconocerse en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, puesto que las políticas contables de la Compañía son congruentes con las modificaciones mencionadas.

Modificaciones a la NIIF 9 Instrumentos financieros – "prueba del 10%" para la baja de pasivos financieros

La modificación detalla cuales son los honorarios que una Compañía debe incluir al evaluar si los términos de un pasivo financiero nuevo o modificado son sustancialmente diferentes de los términos del pasivo original ("Prueba del 10%"). En este sentido, la norma incluye dentro de los honorarios computables, las comisiones pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados, puesto que las políticas contables de la Compañía son congruentes con las modificaciones mencionadas.

2.2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB, aun no vigentes

Modificaciones a la NIC 1: Presentación de estados financieros - Revelación de las políticas contables

En febrero de 2021, el IASB publicó modificaciones a la NIC 1 en las que brinda lineamientos para ayudar a las Compañías en la aplicación de juicios de materialidad en las revelaciones de sus políticas contables, sustituyendo el término "significativas" por el requisito de revelar sus políticas contables "materiales".

Según la NIC 1, una política contable es material si, cuando se considera junto con otra información incluida en los estados financieros, puede esperarse que influya en las decisiones que toman los usuarios de los mismos.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las modificaciones de la NIC 1 son aplicables a los períodos anuales que inicien a partir del 1 de enero de 2023 y se permite su aplicación anticipada.

No se espera que estas modificaciones tengan impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que fueron aplicadas en las políticas contables de la misma.

Modificaciones de la NIC 8: Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores – Definición de estimaciones contables

En febrero de 2021, el IASB publicó modificaciones a la NIC 8, las cuales aclaran la distinción entre cambios en las estimaciones contables, cambios en las políticas contables y la corrección de errores. Además, aclaran cómo las Compañías deben utilizar técnicas de medición e información para desarrollar estimaciones contables.

La modificación aclara que los efectos del cambio en una técnica de medición, corresponden a un cambio en una estimación contable, siempre y cuando dicho cambio no sea el resultado de la corrección de errores de períodos anteriores.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que inicien a partir del 1 de enero de 2023 y se permite su aplicación anticipada, siempre que se revele en los estados financieros.

No se espera que las modificaciones tengan un impacto material en los estados financieros consolidados de la Compañía.

Modificaciones de la NIC 12: Impuesto a las ganancias - Impuesto diferido sobre activos y pasivos derivados de una operación única

El 7 de mayo de 2021, el IASB publicó enmiendas a la NIC 12, relacionadas con activos y pasivos que surgen de una transacción única, y que den lugar al reconocimiento de un activo y de un pasivo simultáneos, tal como es el caso de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos o el reconocimiento inicial de las obligaciones para el taponamiento y abandono de pozos.

Dichas enmiendas tienen como objeto limitar la aplicación de la exención del reconocimiento inicial de activos y pasivos por impuesto diferido en ciertas transacciones únicas.

Las enmiendas se aplicarán para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, con aplicación anticipada permitida.

La Compañía se encuentra evaluando el impacto de las enmiendas.

2.3 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados comprenden los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias.

2.3.1 Subsidiarias

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Compañía tiene el control, y esto sucede si y sólo si, la misma posee:

- (i) Poder sobre la entidad;
- (ii) Exposición o derechos a rendimientos variables de su participación en la entidad; y
- (iii) La capacidad de usar su poder sobre la entidad para afectar sus rendimientos.

La Compañía revisa si controla o no una entidad si los hechos y las circunstancias indican que hay cambios en 1 (uno) o más de los 3 (tres) elementos de control mencionados anteriormente.

Cuando la Compañía posee menos de la mayoría de los derechos de voto de una entidad en la cual participa, se considera que tiene poder sobre la misma cuando los derechos de voto son suficientes para otorgarle la capacidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la entidad de manera unilateral.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía evalúa todos los hechos y circunstancias para determinar si los derechos de voto son suficientes para otorgarle poder sobre una entidad, incluyendo:

- (i) Los derechos de voto de la Compañía en relación con el tamaño y la dispersión de las participaciones de los otros titulares de votos;
- (ii) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros titulares de votos u otras partes;
- (iii) Derechos derivados de otros acuerdos contractuales; y
- (iv) Cualquier hecho y circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene o no la capacidad de dirigir las actividades relevantes en el momento en el que se deben tomar decisiones incluidas las reuniones de votación de accionistas.

Las actividades relevantes son aquellas que afectan significativamente el desempeño de la subsidiaria, tales como la capacidad de aprobar el presupuesto operativo y de capital; la facultad de nombrar al personal clave de la Gerencia. Estas son decisiones que demuestran que la Compañía tiene derechos para dirigir las actividades relevantes de una subsidiaria.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que la Compañía adquiere el control sobre ellas hasta la fecha en que dicho control termina. Específicamente, los ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o dispuesta durante el año se incluyen en el estado de resultados y otros resultados integrales a partir de la fecha en la que se obtiene el control hasta la fecha en que se cede o pierde el control de la subsidiaria.

El método de adquisición contable es el que utiliza la Compañía para registrar las combinaciones de negocios (ver Nota 2.3.4).

Las transacciones, saldos y resultados entre compañías del Grupo se eliminan. Cuando es necesario se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para alinear sus políticas contables con las políticas contables de la Compañía.

A continuación se detallan las principales subsidiarias de la Compañía:

	Participación accionaria de la Compañía		I was a da		
Nombre de la Subsidiaria	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2021	Lugar de operación	Actividad principal	
Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. ("Vista Holding I") ⁽¹⁾	100%	100%	México	Inversora	
Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. ("Vista Holding II") (1)	100%	100%	México	Exploración y producción (2)	
Vista Energy Holding III, S.A. de C.V. (1)	100%	100%	México	Servicios	
Vista Energy Holding IV, S.A. de C.V. (1)	100%	100%	México	Servicios	
Vista Oil & Gas Holding V B.V.	100%	100%	Países Bajos	Inversora	
Vista Complemento S.A. de C.V. (3)	-%	100%	México	Servicios	
Vista Holding VII S.á.r.l.	100%	100%	Luxemburgo	Inversora	
Vista Argentina	100%	100%	Argentina	Exploración y producción (2)	
Aleph Midstream S.A. ("Aleph")	100%	100%	Argentina	Servicios (4)	
Aluvional S.A. ("Aluvional")	100%	100%	Argentina	Minería e Industria	
AFBN S.R.L. ("AFBN")	100%	100%	Argentina	Exploración y producción (2)	
VX Ventures Asociación en Participación	100%	100%	México	Inversora	

⁽¹⁾ El 27 de abril de 2022, las Compañías cambiaron su denominación social a Vista Energy Holding I, S.A. de C.V., Vista Energy Holding II, S.A. de C.V., Vista Energy Holding III, S.A. de C.V., Vista Energy Holding IV, S.A. de C.V., antes conocidas como Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V., Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., Vista Oil & Gas Holding IV, S.A. de C.V., vista Oil & Gas Holding IV, S.A. de C.V., respectivamente.

 ⁽²⁾ Se refiere a la exploración y producción de gas y petróleo.
 (3) Subsidiaria fusionada el 1 de enero de 2022, con Vista Holding II.

⁽⁴⁾ Incluye operaciones destinadas a la captación, tratamiento, transporte y distribución de hidrocarburos y sus derivados.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La participación de la Compañía en los votos de las compañías subsidiarias es la misma participación que en el capital social.

2.3.2 Cambios en la participación

Los cambios en las participaciones de la Compañía en subsidiarias, que no resultan en una pérdida de control sobre las mismas, se contabilizan como transacciones de capital. Los valores en libros de las participaciones de la Compañía se ajustan para reflejar los cambios en sus participaciones en las subsidiarias.

Cuando la Compañía deja de consolidar o contabilizar una subsidiaria por una pérdida de control, control conjunto o influencia significativa; cualquier participación retenida en la entidad se vuelve a medir a su valor razonable y el cambio en el valor en libros se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales. Este valor razonable se convierte en el valor en libros inicial para los fines de contabilizar posteriormente la participación retenida como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Adicionalmente, cualquier monto previamente reconocido en otro resultado integral con respecto a esa entidad se contabiliza como si la Compañía hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados. Esto puede significar que los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifican al resultado.

Si la participación en un negocio conjunto o una asociada se reduce, pero se retiene el control conjunto o la influencia significativa, solo una parte proporcional de los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifica al resultados.

2.3.3 Acuerdos conjuntos

De acuerdo a la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos, las inversiones se clasifican como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, dependiendo de los derechos y obligaciones contractuales. La Compañía posee operaciones conjuntas, pero no negocios conjuntos.

Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el acuerdo. El control conjunto existe cuando las decisiones sobre las actividades del negocio requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Cuando la Compañía realiza sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, la Compañía como un operador conjunto debe reconocer en proporción a su participación en el acuerdo conjunto:

- (i) Activos y pasivos que mantiene conjuntamente;
- (ii) Ingresos por la venta de su parte de la producción derivada de la operación conjunta;
- (iii) Su participación en los ingresos por la venta de la producción por la operación conjunta; y
- (iv) Sus gastos, incluida la parte de los gastos incurridos conjuntamente.

La Compañía contabiliza los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de acuerdo con las NIIF aplicables a los activos, pasivos, ingresos y gastos particulares. Estos se han incorporado en los estados financieros consolidados en los rubros correspondientes. La participación en operaciones conjuntas se basa en los últimos estados financieros o información financiera disponibles al final de cada año, teniendo en cuenta los eventos y transacciones posteriores significativos, así como la información de gestión disponible. De ser necesario, se realizan ajustes a la información financiera de la operación conjunta para que sus políticas contables se ajusten a las políticas contables de la Compañía.

Cuando la Compañía realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad de la Compañía es un operador conjunto (como una venta o contribución de activos), se considera que la Compañía está realizando la transacción con las otras partes de la operación conjunta, y las ganancias y pérdidas resultantes de las transacciones se reconocen en los estados financieros consolidados de la Compañía solo a la atención de los intereses de las otras partes en la operación conjunta. Cuando una entidad de la Compañía realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad de la Compañía es un operador conjunto (como una compra de activos), la Compañía no reconoce su parte de las ganancias y pérdidas hasta que revende dichos activos a un tercero.

Ver Notas 1 y 29 para mayor información sobre las operaciones conjuntas en las que participa la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.3.4 Combinación de negocios

El método de adquisición contable se utiliza para contabilizar las combinaciones de negocios, independientemente de si se adquieren instrumentos de capital u otros activos. La contraprestación transferida por las adquisiciones comprende:

- (i) El valor razonable de los activos transferidos;
- (ii) Los pasivos incurridos con los antiguos propietarios del negocio adquirido;
- (iii) Las participaciones de capital emitidos por la Compañía;
- (iv) El valor razonable de cualquier activo o pasivo que resulte de un acuerdo de contraprestación contingente; y
- (v) El valor razonable de cualquier participación de capital preexistente en la subsidiaria.

Los activos identificables adquiridos y los pasivos contingentes asumidos en una combinación de negocios se miden inicialmente a sus valores razonables en la fecha de adquisición.

Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos en el resultado del ejercicio. El valor del crédito mercantil representa el exceso de:

- (i) La contraprestación transferida; y
- (ii) El valor razonable de los activos netos identificables adquiridos.

Si el valor razonable de los activos netos identificables de la empresa adquirida supera esos montos, antes de reconocer una ganancia, la Compañía reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos, revisando los procedimientos utilizados para medir los montos que se reconocerán en la fecha de adquisición. Si la evaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos con respecto a la contraprestación total transferida, la ganancia en la compra a bajo precio se reconoce directamente en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados.

Cuando se pospone el pago de la contraprestación en efectivo, los montos a pagar en el futuro se descuentan a su valor actual en la fecha de intercambio. La tasa de descuento utilizada es la tasa de endeudamiento incremental de la entidad, siendo la tasa a la que se podría obtener un préstamo similar a partir de términos y condiciones comparables.

Cualquier contraprestación contingente se reconoce a su valor razonable en la fecha de adquisición. La contraprestación contingente se clasifica como capital o como un pasivo financiero. Las cantidades clasificadas como un pasivo financiero se vuelven a medir a su valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados. La contraprestación contingente que se clasifica como capital no se vuelve a medir, mientras que la liquidación posterior se contabiliza dentro del capital.

Cuando la Compañía adquiere un negocio, evalúa los activos financieros adquiridos y los pasivos asumidos con respecto a su clasificación y designación adecuadas de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición.

Las reservas y los recursos petroleros adquiridos que pueden medirse de manera confiable se reconocen por separado a su valor razonable en el momento de la adquisición. Otras posibles reservas, recursos y derechos, cuyos valores razonables no pueden medirse de manera confiable, no se reconocen por separado, pero se consideran parte del crédito mercantil.

Si la combinación de negocios se realiza en etapas, la fecha de adquisición del valor de participación de la empresa adquirida anteriormente se mide a valor razonable en la fecha de adquisición. Cualquier ganancia o pérdida que surja de una nueva medición se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados.

La Compañía tiene hasta 12 (doce) meses para finalizar la contabilización de una combinación de negocios. Cuando la misma no esté completa al final del año en que se produce, la Compañía informa los montos provisionales.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, las transacciones llevadas a cabo por la Compañía no revisten el carácter de combinaciones de negocios.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4 Resumen de las políticas contables materiales

2.4.1 Información por segmento

Los segmentos operativos se informan de manera consistente con los informes internos proporcionados al Comité de Dirección Ejecutivo ("el comité" o el "Chief Operating Decision Maker" o "CODM" por sus siglas en inglés).

El CODM, es la máxima autoridad en la toma de decisiones, responsable de asignar recursos y establecer el desempeño de los segmentos operativos de la entidad, y ha sido identificado como el órgano que ejecuta las decisiones estratégicas de la Compañía.

2.4.2 Propiedad, planta y equipos y activos intangibles

Propiedad, planta y equipos

La propiedad, planta y equipos se miden utilizando el modelo de costos, en el cual, después del reconocimiento inicial, el activo se valúa al costo menos la depreciación y cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los costos subsecuentes se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, solo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados fluyan a la Compañía y el costo del mismo pueda ser medido de manera confiable, de lo contrario dichos costos se reconocen en el resultado en el momento en el que se incurren.

Las obras en curso se valúan según su grado de avance y se registran al costo, menos cualquier pérdida por deterioro, si corresponde.

Las ganancias y pérdidas por la venta de un elemento de propiedad, planta y equipos se determinan comparando la contraprestación recibida con el valor en libros, a la fecha en la cual se generó la transacción.

2.4.2.1 Métodos de depreciación y vidas útiles

Las vidas útiles estimadas, los valores residuales y el método de depreciación se revisan al final de cada período y cualquier cambio se reconoce de forma prospectiva. Se considera que un activo se deteriora, cuando su valor en libros es mayor a su valor recuperable.

La Compañía amortiza los costos de perforación aplicables a pozos productivos y en desarrollo, los pozos productivos, las maquinarias e instalaciones, de acuerdo con el método de las unidades de producción ("UDP"), aplicando la proporción de petróleo y gas producido a las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas, según corresponde. El costo de adquisición de la propiedad de petróleo y gas se amortiza aplicando la proporción de petróleo y gas producido al total estimado de las reservas probadas de petróleo y gas.

Los costos de adquisición de propiedades con reservas no probadas y los recursos no convencionales, se valúan al costo, y la recuperabilidad se evalúa periódicamente, con base en estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas y recursos que se esperan que se prueben durante la vida de cada concesión y no se deprecian.

Los costos capitalizados relacionados con la adquisición de propiedades y la extensión de concesiones con reservas probadas se deprecian por campo sobre una base de unidad de producción al aplicar la proporción de petróleo y gas producido a las reservas probadas de petróleo y gas estimadas.

Los elementos restantes de propiedad, planta y equipos de la Compañía (incluido cualquier componente identificable significativo) se deprecian por el método de línea recta en función de las vidas útiles estimadas, como se detalla a continuación:

Edificios	50 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Muebles y útiles	10 años
Rodados	5 años
Equipamiento de computación	3 años

Los terrenos no se deprecian.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.2.2 Activos para la exploración de petróleo y gas

La Compañía utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar sus actividades de exploración y producción de petróleo y gas.

Este método implica la capitalización de: (i) el costo de adquisición de propiedades en áreas de exploración y producción de petróleo y gas; (ii) el costo de perforación y equipamiento de pozos exploratorios que resultan en el descubrimiento de reservas comercialmente recuperables; (iii) el costo de perforación y equipamiento de los pozos de desarrollo; y (iv) las obligaciones estimadas por taponamiento y abandono de pozos.

La actividad de exploración y evaluación implica la búsqueda de recursos de hidrocarburos, la determinación de su factibilidad técnica y la evaluación de la viabilidad comercial de un recurso identificado.

De acuerdo con el método contable del esfuerzo exitoso; los costos de exploración tales como los costos Geológicos y Geofísicos ("G&G"), excluyendo los costos de los pozos exploratorios y 3D sísmico en las concesiones de explotación, se registran en el gasto durante el período en que se incurren.

Una vez que se ha adquirido el derecho legal para explorar, los costos directamente asociados con un pozo de exploración se capitalizan como activos intangibles de exploración y evaluación hasta que se completa el pozo y se evalúan los resultados. Estos costos incluyen la compensación a los empleados directamente atribuibles; los materiales y el combustible utilizados; los costos de perforación; así como los pagos realizados a los contratistas.

Los costos de perforación y completación de los pozos exploratorios se capitalizan hasta que se determina que existen reservas probadas y justifican el desarrollo comercial. Si no se encuentran reservas, dichos costos de perforación se registran como gastos en un pozo improductivo. Ocasionalmente, un pozo exploratorio puede determinar la existencia de reservas de petróleo y gas, pero no pueden clasificarse como probadas cuando se completa la perforación, sujeto a una actividad de evaluación adicional (por ejemplo, la perforación de pozos adicionales), pero es probable que se puedan desarrollar comercialmente. En esos casos, dichos costos continúan siendo capitalizados en la medida en que el pozo ha permitido determinar la existencia de reservas suficientes para justificar su finalización como un pozo de producción y la Compañía está realizando un progreso suficiente en la evaluación de la viabilidad económica y operativa del proyecto.

Todos estos costos capitalizados están sujetos a una revisión técnica, comercial y administrativa; y una revisión de los indicadores de deterioro por lo menos una vez al año. Cuando se tiene información suficiente de parte de la Gerencia que indique la existencia de indicios de deterioro, la Compañía realiza una prueba de deterioro de acuerdo a las políticas descritas en la Nota 3.2.2.

Las obligaciones de taponamiento y abandono de pozos estimadas iniciales en áreas de hidrocarburos, descontadas a una tasa ajustada por riesgo, se capitalizan en el costo de los activos y se amortizan utilizando el método de UDP. Adicionalmente, se reconoce un pasivo por el valor estimado de los montos a pagar descontados. Los cambios en la medición de estas obligaciones como consecuencia de cambios en el tiempo estimado; el costo o la tasa de descuento, se agregan o se deducen del costo del activo relacionado.

En el caso de intercambio de activos ("swaps") que involucran solo activos de exploración y evaluación, el mismo se contabiliza al valor en libros del activo entregado y no se reconoce ninguna ganancia o pérdida.

2.4.2.3 Derechos y Concesiones

Los derechos y las concesiones son registradas como parte de propiedad, planta y equipos y se amortizan en función de las UDP sobre el total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas del área correspondiente. El cálculo de la tasa de UDP para la depreciación / amortización de los costos de desarrollo toma en cuenta los gastos incurridos hasta la fecha, junto con los gastos de desarrollo futuros autorizados.

2.4.2.4. Activos intangibles

a. Crédito mercantil

El crédito mercantil es el resultado de la adquisición de negocios y representa el exceso de la contraprestación transferida sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos. Después del reconocimiento inicial, el crédito mercantil se mide al costo menos las pérdidas por deterioro acumuladas. No existe reversión posterior de deterioro en crédito mercantil.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

A efectos de las pruebas de deterioro, el crédito mercantil se asigna a partir de la fecha de adquisición a cada una de las unidades generadoras de efectivo ("UGE"), las cuales representan el nivel más bajo dentro de la Compañía en la cual se monitorea el crédito mercantil para fines de gestión interna.

Cuando el crédito mercantil se ha asignado a una UGE y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, el crédito mercantil asociado con esa operación eliminada es incluida dentro del valor en libros de esa operación para determinar la ganancia o pérdida por disposición.

b. Otros activos intangibles

Los otros activos intangibles adquiridos de forma separada se miden siguiendo el modelo del costo donde, después del reconocimiento inicial, el activo se valúa al costo menos la amortización y cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los activos intangibles se deprecian por el método de línea recta, las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica estimada de 3 (tres) años. La amortización de estos activos se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales

La vida útil estimada, el valor residual y el método de amortización se revisa al final de cada período y cualquier cambio se reconoce de forma prospectiva. Se considera que un activo se deteriora, cuando su valor en libros es mayor a su valor recuperable.

2.4.3 Arrendamientos

La Compañía posee contratos de arrendamiento para ciertos rubros como edificios y planta y maquinaria, que reconoce bajo NIIF 16.

La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, y se ajustan por cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento. El costo de los activos por derecho de uso incluye el monto de los pasivos de arrendamiento reconocidos, los costos directos iniciales incurridos y los pagos de arrendamiento realizados en la fecha de inicio o antes, menos los incentivos de arrendamiento recibidos. A menos que la Compañía esté razonablemente segura de obtener la propiedad del activo arrendado al final del plazo del arrendamiento, los activos reconocidos por el derecho de uso se deprecian en línea recta durante el período más corto de su vida útil estimada y el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro. Ver Nota 3.2.2 para mayores detalles con respecto a la política contable para evaluar el deterioro de activos no financieros.

En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos de arrendamiento medidos al valor presente de los pagos de arrendamiento que se realizarán durante el plazo del mismo. Los pagos de arrendamiento incluyen pagos fijos (incluidos los pagos fijos en sustancia) menos los incentivos de arrendamiento por cobrar, los pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, y los montos que se espera pagar bajo garantías de valor residual. Los pagos del arrendamiento también incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra que la Compañía razonablemente ejerza y los pagos de multas por rescindir un contrato de arrendamiento, si el plazo del mismo refleja que la compañía ejerza la opción de rescindir. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que se produce el evento o condición que desencadena el pago. Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente, la Compañía utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. Después de la fecha de inicio el monto del pasivo por arrendamiento se incrementará para reflejar el devengamiento de intereses y se reducirá por los pagos de arrendamiento realizados. Además, el valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos del arrendamiento fijo en la sustancia o un cambio en la evaluación para comprar el activo subyacente.

La Compañía aplica la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo de maquinaria y equipo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de 12 meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento de activos que se consideran individualmente de bajo valor. Los pagos de arrendamiento de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del mismo, junto con cualquier período posible de extensión, si es razonablemente cierto que se ejerza. La Compañía aplica su juicio al evaluar si es razonablemente seguro la opción de la extensión. Después de la fecha de inicio, la Compañía reevalúa el plazo del arrendamiento si hay un evento o cambio significativo en las circunstancias que están bajo su control y afecta su capacidad para ejercer (o no ejercer) la opción de extender el contrato.

2.4.4 Deterioro de activos no financieros distintos al crédito mercantil

Otros activos no financieros con vida útil definida se someten a pruebas de deterioro cuando eventos o cambios en las circunstancias indican que el valor en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro del valor cuando el valor en libros del activo excede su valor recuperable. El valor recuperable es el mayor entre: (i) el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y; (ii) el valor de uso.

Con el fin de evaluar el deterioro, los activos se agrupan en los niveles más bajos para los cuales existen flujos de efectivo identificables por separado, que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos UGE. Los activos no financieros que han sido amortizados son revisados para una posible reversión del deterioro al final de cada período de reporte.

Ver Notas 3.2.1 y 3.2.2 para mayor detalle sobre el deterioro de activos no financieros.

2.4.5 Conversión de moneda extranjera

2.4.5.1 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional, que corresponde a la moneda del entorno económico primario en el que opera la Compañía, es el USD. La determinación de la moneda funcional puede involucrar ciertos juicios para identificar el entorno económico primario y la Compañía reconsidera la moneda funcional si hay un cambio en las condiciones que sea determinante para el entorno económico primario.

La moneda de presentación de la Compañía es el USD.

2.4.5.2 Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional ("moneda extranjera") quedan registradas al tipo de cambio de la fecha de cada transacción. Las ganancias y pérdidas resultantes de la liquidación de cualquier transacción y de la conversión al tipo de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

Los saldos monetarios en moneda extranjera se convierten al cierre de cada año al tipo de cambio oficial de cada país.

2.4.6 Instrumentos financieros

2.4.6.1 Activos financieros

2.4.6.1.1 Clasificación

2.4.6.1.1.1 Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros se clasifican y se miden al costo amortizado solo si se cumplen los siguientes criterios:

(i) el objetivo del modelo de negocios de la Compañía es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y
 (ii) los términos contractuales, en fechas específicas, tienen flujos de efectivo que son únicamente pagos del capital e intereses sobre el principal pendiente.

2.4.6.1.1.2 Activos financieros a valor razonable

Si alguno de los criterios mencionados anteriormente no se ha cumplido, el activo financiero se clasifica y mide a valor razonable con cambios en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Todas las inversiones en instrumentos de capital se miden a valor razonable. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía no posee ninguna inversión en instrumentos de capital.

2.4.6.1.2 Reconocimiento y medición

En el reconocimiento inicial, la Compañía mide un activo financiero a su valor razonable más los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero.

La Compañía reclasifica los activos financieros si y solo si se modifica su modelo de negocios para administrar los mismos.

Las cuentas por cobrar que surgen de los servicios prestados y/o los hidrocarburos entregados, pero no facturados, así como las otras cuentas por cobrar, se miden al costo amortizado, menos la provisión para pérdidas crediticias esperadas, si corresponde.

2.4.6.1.3 Deterioro de activos financieros

La Compañía reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas ("ECL" por sus siglas en inglés) para todos los activos financieros que no se mantienen a valor razonable con cambios en resultados. Las ECL se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos y todos los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original.

Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, la Compañía calcula una reserva para ECL en cada fecha de reporte.

Las pérdidas crediticias esperadas en las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, se estiman caso por caso en función de la experiencia de incumplimiento del deudor y de un análisis de la situación financiera actual del mismo; el cual es ajustado por las condiciones económicas generales de la industria; su evaluación actual y un pronóstico de la Gerencia de las condiciones existentes a la fecha de reporte.

La Compañía reconoce el deterioro de un activo financiero cuando los pagos contractuales están vencidos a más de 90 días, o bien cuando la información interna o externa indica que es poco probable que reciba los montos contractuales pendientes. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

2.4.6.1.4 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se exponen separados en el estado de situación financiera consolidado a menos que se cumplan los criterios siguientes: (i) la Compañía tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; (ii) y la Compañía pretende liquidar sobre una base neta o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente. Un derecho de compensación es aquel que tiene la Compañía para liquidar un importe a pagar a un acreedor aplicando contra él un importe a cobrar de la misma contraparte.

La jurisdicción y las leyes aplicables a las relaciones entre las partes se consideran a la hora de evaluar si existe un derecho vigente legalmente exigible a la compensación.

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.4.6.2.1 Clasificación como pasivo o capital

Los instrumentos de pasivo y capital emitidos por la Compañía se clasifican como pasivos financieros o capital de acuerdo a la naturaleza del contrato y de la definición de pasivos financieros e instrumentos de capital.

Una obligación contractual se clasifica como un pasivo financiero y se mide a valor razonable. Los cambios en el valor razonable se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

2.4.6.2.2 Instrumentos de capital

Un instrumento de capital es cualquier contrato que evidencia una participación en los activos netos de una entidad, y se reconocen por el monto de los ingresos recibidos por la emisión del instrumento de capital, netos de los costos directos de emisión.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.4.6.2.3 Instrumentos compuestos

Las partes componentes de los instrumentos compuestos emitidos por la Compañía se clasifican por separado como pasivos financieros e instrumentos de capital de acuerdo con la sustancia de los acuerdos contractuales y las definiciones de un pasivo financiero y un instrumento de capital. Un instrumento de capital es una opción de conversión que se liquidará mediante el intercambio de una cantidad fija de efectivo u otro activo financiero por un número fijo de los instrumentos de capital propios de la Compañía.

El valor razonable del componente del pasivo, si lo hubiera, se estima utilizando la tasa de interés de mercado prevaleciente para instrumentos no convertibles similares. Esta cantidad se registra como un pasivo sobre una base de costo amortizado utilizando el método de interés efectivo hasta que se extinga al momento de la conversión o en la fecha de vencimiento del instrumento.

Una opción de conversión clasificada como capital se determina deduciendo el monto del componente del pasivo del valor razonable del instrumento compuesto en su totalidad. Esto se reconoce e incluye en el capital, neto de los efectos del impuesto sobre la renta y no se vuelve a medir posteriormente. Además, la opción de conversión clasificada como instrumento de capital permanece en el capital hasta que se ejerce la opción de conversión, en cuyo caso, el saldo reconocido en el capital se transfiere a otra cuenta de capital. Cuando la opción de conversión no se ejerce en la fecha de vencimiento de las obligaciones negociables, el saldo reconocido en el capital se transfiere a las ganancias acumuladas. No se reconoce ninguna ganancia o pérdida en resultados luego de la conversión o vencimiento de la opción de conversión.

Los costos de transacción relacionados con la emisión de los instrumentos compuestos se asignan a los componentes de pasivo y capital en proporción a la asignación de los recursos brutos. Los costos de transacción relacionados con el componente de capital se reconocen directamente en el capital. Los costos de transacción relacionados con el componente de pasivo se incluyen en el importe en libros del componente de pasivo y se amortizan durante la vida de las obligaciones negociables utilizando el método de interés efectivo.

2.4.6.2.4 Pasivos financieros

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo o al valor razonable con cambios en resultados (Fair Value Through Profit and Loss o "FVTPL" por sus siglas en inglés). Los préstamos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos.

Los pasivos financieros suscriptos en Unidades de Valor Adquisitivo ("UVA") son actualizados a su Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER") a cada fecha de cierre, reconociendo los efectos en los "Otros resultados financieros".

Los pasivos financieros que no son (i) contraprestación contingente de una adquirente en una combinación de negocios; (ii) operaciones mantenidas para fines comerciales o; (iii) designados como valor razonable con cambios en resultados, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un pasivo financiero y para asignar gastos de intereses durante el período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos futuros en efectivo estimados (incluidas todas las comisiones y los puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero, o (cuando sea apropiado) un período más corto, al costo amortizado de un pasivo financiero.

Los préstamos se clasifican como corrientes o no corrientes, de acuerdo al período de cancelación de las obligaciones, según los acuerdos contractuales. Se clasifican como corrientes aquellos cuya liquidación se espere realizar dentro de los 12 (doce) meses posteriores al cierre.

2.4.6.2.5 Cancelación de pasivos financieros

La Compañía reconoce la cancelación de un pasivo financiero cuando sus obligaciones se liberan, cancelan o expiran. La diferencia entre el importe en libros de dicho pasivo financiero y la contraprestación pagada, se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro en términos sustancialmente diferentes; o bien los términos de un pasivo existente se modifican significativamente, dicho intercambio o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores contables respectivos se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

2.4.7 Reconocimiento de ingresos por contratos con clientes y otros ingresos

2.4.7.1 Ingresos por ventas a clientes

Los ingresos que surgen de la venta de petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo ("GLP") se reconocen en el momento en el que el control de los bienes se transfiere al cliente cuando se entrega el inventario. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen por un monto que refleja la contraprestación a la que la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes. El plazo normal de crédito es de 15 días para las ventas de petróleo crudo y de 50 días para las ventas de gas natural y GLP. La Compañía ha llegado a la conclusión de que actúa como principal en sus acuerdos de ingresos porque normalmente controla los bienes antes de transferirlos al cliente.

En la Nota 5.1 se ha desglosan los ingresos por (i) tipo de producto y; (ii) canales de distribución. Todos los ingresos de la Compañía se reconocen en un momento determinado.

2.4.7.2 Saldos contractuales

Activos contractuales

Un activo contractual es el derecho a una contraprestación a cambio de bienes o servicios transferidos al cliente. En caso de que la transferencia de bienes o servicios se realice antes de recibir el pago y/o la contraprestación acordada, se reconoce un activo contractual por la misma. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía no tiene activos contractuales.

Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

Una cuenta por cobrar representa el derecho de la Compañía a recibir una contraprestación que es incondicional; es decir, sólo se requiere el paso del tiempo antes de la fecha de vencimiento del pago de la contraprestación.

Pasivos contractuales

Un pasivo contractual es la obligación de transferir bienes o servicios a un cliente por el cual la Compañía ha recibido una contraprestación. Si un cliente paga una contraprestación antes de que la Compañía transfiera bienes o servicios, se reconoce un pasivo contractual. Cuando la Compañía se desempeña conforme al contrato, los pasivos se reconocen como ingresos. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la Compañía no tiene pasivos contractuales.

2.4.7.3 Otros ingresos operativos

Los otros ingresos operativos incluyen, principalmente, la ganancia generada por los acuerdos de *farmout* mencionados en Nota 29.3.2.1 y 29.3.2.2, y los ingresos relacionados con la prestación de servicios a terceros que no se vinculan directamente con la actividad principal. La Compañía reconoce los ingresos por la prestación de servicios a lo largo del tiempo, utilizando un método de entrada para medir el progreso hacia la satisfacción completa del servicio, porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios proporcionados por la Compañía.

2.4.8 Inventarios

Los inventarios se componen de existencias de petróleo crudo y materiales y repuestos, y se miden al menor entre el costo y el valor neto de realización.

El costo incluye los gastos incurridos en la producción y otros costos necesarios para llevarlos a su ubicación y condición necesarios para la venta; y se determina utilizando el método de Precio Promedio Ponderado.

El valor neto de realización se define como el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos directos estimados para realizar la venta.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La evaluación del valor recuperable de estos activos se realiza en cada fecha de reporte, y la pérdida resultante se reconoce en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales.

Los materiales y repuestos significativos que la Compañía espera utilizar más a allá de un período de 12 (doce) meses, se incluyen en el rubro "Propiedad, planta y equipos".

2.4.9 Efectivo y equivalente de efectivo

Para efectos de presentación del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y el equivalente de efectivo incluyen la caja disponible, los depósitos a la vista mantenidos en instituciones financieras y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez; con vencimientos originales de 3 (tres) meses o menos, fácilmente convertibles a efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en el valor.

En caso de existir sobregiros bancarios, los mismos se exponen dentro de los pasivos corrientes en el estado de situación financiera consolidado. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo consolidado ya que no forman parte de las disponibilidades de la Compañía.

2.4.10 Capital contable

Los movimientos de capital se han contabilizado de acuerdo con las normas legales o reglamentarias; y las políticas contables y decisiones de la Compañía.

a. Capital social

El capital social está compuesto por las contribuciones que realizaron los accionistas. El mismo, está representado por acciones en circulación a valor nominal. El capital social está integrado por acciones Serie A y C.

b. Otros instrumentos del capital contable

Los otros instrumentos del capital contable se vinculan con el capital social generado del ejercicio sin pago en efectivo de los títulos opcionales aprobada en la Asamblea General de tenedores de títulos opcionales del 4 de octubre de 2022 (Ver Nota 21).

c. Reserva legal

La Compañía, de acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas, debe asignar al menos el 5% de la utilidad neta del año para aumentar la reserva legal hasta que alcance el 20% del capital social, utilizando como base los Estados Financieros individuales de la Compañía.

d. Reserva para recompra de acciones

La adquisición de acciones propias de la Compañía está sujeta a las disposiciones de la Ley de Mercado de Valores de México; y debe ser aprobada por el Consejo de Administración de la Compañía, cumpliendo los siguientes requisitos:

- (i) debe efectuarse en alguna bolsa de valores autorizada en México;
- (ii) debe realizarse a precio de mercado, a menos que se trate de ofertas públicas autorizadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores ("CNBV").

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas acordará el monto máximo de recursos que la Compañía podrá destinar a la recompra de acciones.

e. Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales incluyen ganancias y pérdidas actuariales vinculados con planes de beneficios definidos a empleados y el efecto fiscal relacionado.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

f. Utilidades (pérdidas) acumuladas

Los resultados acumulados comprenden las utilidades o pérdidas de años anteriores que no fueron distribuidas, los montos transferidos de otros resultados integrales y los ajustes de años anteriores. Los mismos pueden ser distribuibles como dividendos por decisión de la Compañía, siempre y cuando no estén sujetas a restricciones legales o contractuales.

De manera similar, a los efectos de las reducciones de capital, estas distribuciones estarán sujetas a la determinación del impuesto a la utilidad de acuerdo con la tasa aplicable, a excepción del capital social contribuido recalculado o si estas distribuciones provienen de la Cuenta de Utilidad Fiscal Neta ("CUFIN").

2.4.11 Beneficios para empleados

2.4.11.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por salarios y contribuciones sociales que se esperan liquidar dentro de los 12 (doce) meses posteriores al cierre del período se reconocen por los montos que se espera pagar cuando se liquiden los mismos; y se exponen en la línea de "Salarios y contribuciones sociales" corrientes en el estado de situación financiera consolidado.

Los costos relacionados con las ausencias compensadas, como las vacaciones, se reconocen a medida que se devengan.

En México, la participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía ("PTU") se paga a empleados calificables; y se calcula utilizando la misma base imponible del impuesto sobre la renta, excepto por lo siguiente:

- (i) La participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía, pagados durante el ejercicio, ni las pérdidas fiscales pendientes de aplicar de años anteriores; y
- (ii) Los pagos que a su vez sean exentos para los empleados.

La PTU se registra en los resultados del año en que se causa y se presenta en el rubro correspondiente, en el estado consolidado de resultados y otros resultados integrales.

Derivado de la reforma a la Ley Federal del Trabajo, se establece un límite al monto a pagar por concepto de participación en las utilidades a los trabajadores, el cual indica que el monto de la PTU asignada a cada trabajador no podrá exceder el equivalente a tres meses de su salario vigente, o la PTU promedio percibida por el empleado en los tres años anteriores, la que sea mayor. Si la PTU determinada es menor o igual a este límite, la PTU causada será la que se determine aplicando el 10% de la renta gravable o imponible de la empresa. Si la PTU causada es superior al límite, el límite aplicará y ésta deberá considerarse como la PTU causada del período.

2.4.11.2 Beneficios a empleados

La Compañía opera un plan de beneficios definidos descripto en la Nota 23. Los planes de beneficios definidos a empleados corresponden a una cantidad de prestaciones de pensión que un empleado recibirá al jubilarse, dependiendo de 1 (uno) o más factores, como la edad, los años de servicio y la compensación. De acuerdo con las condiciones establecidas en cada plan, el beneficio puede consistir en un pago único o en pagos complementarios a los que realiza el sistema de pensiones.

El costo de los planes de beneficios definidos a empleados se reconoce periódicamente de acuerdo con las contribuciones realizadas por la Compañía.

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los períodos en que los empleados prestan los servicios que originan la contraprestación.

El pasivo por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera consolidado es el valor actual de la obligación por prestaciones definidas, neta del valor razonable de los activos del plan. La obligación del beneficio definido es calculada por lo menos al cierre de cada ejercicio, por actuarios independientes, a través del método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por prestaciones definidas se determina descontando las salidas futuras de efectivo estimadas utilizando suposiciones actuariales futuras sobre las variables demográficas y financieras que afectan la determinación del monto de dichas prestaciones.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las ganancias y pérdidas actuariales derivadas por los cambios en los supuestos actuariales se reconocen en otros resultados integrales en el período en que surgen y los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales consolidado.

2.4.12 Costos de financiamiento

Los costos de financiamiento ya sean generales o específicos, directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos que necesariamente requieren de un período prolongado de tiempo para su finalización, son incluidos como parte del costo de adquisición de dichos activos hasta el momento en que los mismos se encuentran listos para el uso esperado o en las condiciones necesarias para su venta.

Los ingresos devengados por inversiones temporales de préstamos específicos se deducen de los costos financieros que reúnen las condiciones para su capitalización. Otros costos financieros se contabilizan en el período en que se incurren.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía no ha capitalizado ningún costo financiero dado que no tuvo activos calificables, excepto por los intereses generados por el descuento a valor actual del pasivo por arrendamiento revelados en la Nota 15.

2.4.13 Provisiones y pasivos contingentes

La Compañía reconoce las provisiones cuando se cumplen las siguientes condiciones: (i) se 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.

2.4.13.1 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.

Los pasivos contingentes son: (i) posibles obligaciones que surgen de eventos pasados y cuya existencia se confirmará solo por la ocurrencia o no de eventos futuros inciertos que no estén totalmente bajo el control de la entidad; o (ii) obligaciones actuales que surgen de eventos pasados, pero no es probable que se requiera una salida de recursos para su liquidación; o cuya cantidad no se puede medir con suficiente fiabilidad.

La Compañía revela en notas a los estados financieros consolidados los pasivos contingentes materiales (ver Nota 22.3).

Los pasivos contingentes, cuya probabilidad es remota, no se revelan.

2.4.13.2 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.

En general, la obligación surge cuando se instala el activo o se altera el terreno o ambiente en la ubicación del pozo.

Cuando se reconoce inicialmente el pasivo, el valor actual de los costos estimados se capitaliza, aumentando el valor en libros de los activos relacionados para la extracción de petróleo y gas en la medida en que se hayan incurrido como consecuencia del desarrollo o construcción del pozo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Las provisiones adicionales que surgen debido a un mayor desarrollo o construcción en la propiedad para la extracción de petróleo y gas incrementan el costo del activo correspondiente al momento de originarse el pasivo.

Los cambios en los tiempos estimados o el costo de taponamiento y abandono de pozos se tratan de manera prospectiva, registrando un ajuste a la provisión y al activo correspondiente.

2.4.13.3 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.

El monto reconocido es la mejor estimación del gasto requerido para cancelar la obligación. Si el efecto del valor tiempo del dinero es material, el valor reconocido es el valor actual del gasto futuro estimado. El efecto de dicha estimación se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

2.4.14 Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta del período incluye el impuesto corriente y diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultado integral consolidado, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital.

Los activos y pasivos por impuestos corriente y diferido no se han descontado, y se expresan a sus valores nominales.

Las tasas de impuesto sobre la renta vigentes en Argentina y México al 31 de diciembre de 2022 y 2021 son del 35% y 30%, respectivamente. Ver Nota 16 y 31 para mayor información.

2.4.14.1 Impuesto sobre la renta corriente

El impuesto sobre la renta corriente del ejercicio se calcula en base a las leyes tributarias vigentes promulgadas al final del ejercicio por la autoridad tributaria correspondiente.

La Compañía evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación. Cuando los tratamientos fiscales son inciertos y se considera probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, los impuestos sobre la renta se reconocen de acuerdo con sus cálculos e interpretaciones. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando la cantidad más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

La Compañía opera en numerosas jurisdicciones y se rige en base a las leyes vigentes promulgadas por cada autoridad tributaria. Existen algunas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final del impuesto es incierta, ya que hay situaciones en las que la regulación fiscal está sujeta a interpretación por parte de la Compañía.

2.4.14.2 Impuesto sobre la renta diferido

El impuesto sobre la renta diferido se reconoce, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus valores en libros en los estados financieros.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el período en que se liquiden los mismos, sobre la base de las tasas impositivas (y leyes fiscales) que se han promulgado al final del período en que se reporta.

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido solo se compensan cuando existe un derecho legalmente exigible; y se relacionan con los impuestos sobre la renta aplicados por la misma autoridad tributaria, en la misma entidad imponible o distintas siempre que haya intención de liquidar los saldos sobre una base neta.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los activos por impuesto sobre la renta diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la ganancia fiscal futura esté disponible y se pueda usar contra diferencias temporarias. El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada período y se reduce en la medida en que ya no sea probable que haya suficientes ganancias gravables para permitir la recuperación total o parcial del activo.

2.4.15 Pagos basados en acciones

La Compañía otorga a algunos empleados una remuneración en acciones; mediante la cual estos últimos prestan servicios y reciben como contraprestación instrumentos de capital (transacciones liquidables con instrumentos de capital).

Transacciones liquidables con instrumentos de capital

El costo de las transacciones liquidables con instrumentos de capital se determina por el valor razonable en la fecha en que la adjudicación se realiza utilizando un modelo de valuación adecuado (ver Nota 32).

Dicho costo se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales en el rubro "Pagos basados en acciones", junto con el aumento correspondiente en el capital durante el período en que se cumple el servicio y, en su caso, las condiciones de rendimiento se cumplen (el período de adquisición). El gasto acumulado reconocido por las transacciones liquidadas por capital en cada fecha de reporte hasta la fecha de la adjudicación refleja el grado en que el período de la adjudicación ha expirado y la mejor estimación de la Compañía de la cantidad de instrumentos de capital que finalmente se otorgarán. El gasto o crédito en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado para un período representa el movimiento en el gasto acumulado reconocido al principio y al final de ese período.

Las condiciones de servicio y de desempeño que no sean de mercado no se tienen en cuenta al determinar el valor razonable a la fecha de concesión de las adjudicaciones, pero la probabilidad de que se cumplan las condiciones se evalúa como parte de la mejor estimación de la Compañía del número de instrumentos de capital que finalmente se otorgarán. Las condiciones de rendimiento del mercado se reflejan en el valor razonable a la fecha de concesión. Cualquier otra condición asociada a una adjudicación, pero sin un requisito de servicio asociado, se considerará como una condición de no adjudicación. Las condiciones de no adjudicación se reflejan en el valor razonable de una adjudicación y conducen a un gasto inmediato de una adjudicación a menos que también haya condiciones de servicio y/o rendimiento.

No se reconocen gastos por adjudicaciones que finalmente no se otorgan porque no se han cumplido las condiciones de servicio y/o rendimiento ajenas al mercado. Cuando las adjudicaciones incluyen una condición de mercado o de no adjudicación, las transacciones se tratan como adquiridas independientemente de si se cumple la condición de mercado o de no adjudicación, siempre que se cumplan todas las demás condiciones de servicio y/o rendimiento.

Cuando se modifican los términos de una adjudicación liquidada, el gasto mínimo reconocido es el valor razonable en la fecha de concesión de la adjudicación no modificada, siempre que se cumplan los términos de otorgamiento originales de la adjudicación. Un gasto adicional, medido en la fecha de la modificación, se reconoce por cualquier modificación que aumente el valor razonable total de la transacción de pagos basados en acciones, o de lo contrario es beneficioso para el empleado. Cuando una adjudicación es cancelada por la entidad o por la contraparte, cualquier elemento restante del valor razonable de la adjudicación se contabiliza inmediatamente a través de ganancias o pérdidas.

El 22 de marzo de 2018 la Compañía aprobó un Plan de Incentivos a Largo Plazo ("LTIP" por sus siglas en inglés) que consiste en un plan para que la Compañía y sus subsidiarias atraigan y retengan a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores. El LTIP incluye los siguientes mecanismos para recompensar y retener al personal clave: (i) Plan de opción de compra de acciones; (ii) Acciones restringidas y; (iii) Acciones restringidas de rendimiento y, por lo tanto, contabilizadas según la NIIF 2 "Pagos basados en acciones" como se detalla anteriormente (ver Nota 32).

a) Opción de compra de acciones ("SOP" por sus siglas en inglés) (liquidación de capital)

El plan de opción de compra de acciones otorga al participante el derecho de comprar una cantidad de acciones durante un período de tiempo. El costo del plan de compra de acciones liquidado con capital se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del plan. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro de "Pagos basados en acciones".

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

b) Acciones restringidas ("RS" por sus siglas en inglés) (liquidación de capital)

Ciertos empleados clave de la Compañía reciben beneficios adicionales a través de un plan de compra de acciones denominado en RS, que se ha clasificado como pagos basados en acciones liquidadas. El costo del plan de compra de acciones liquidado con capital se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del plan. El costo de compensación liquidado en el capital se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Pagos basados en acciones".

c) Acciones restringidas de rendimiento ("PRS" por sus siglas en inglés) (liquidación de capital)

La Compañía otorga PRS a empleados clave, lo que les da derecho a recibir PRS después de haber alcanzado ciertos objetivos de rendimiento durante un período de servicio. PRS ha sido clasificado como pagos basados en acciones liquidadas. El costo del plan de compra de acciones liquidado con capital se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones específicas del plan. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Pagos basados en acciones".

2.4.16 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía tiene influencia significativa, la cual otorga el poder de participar en las decisiones de las políticas financieras y operativas de la asociada, pero no posee control conjunto sobre la misma. Las consideraciones con respecto al control e influencia significativa son similares a las efectuadas por la Compañía con respecto a sus subsidiarias (ver Nota 2.3.1).

Se consideran asociadas aquellas inversiones en las que se tiene influencia significativa, sin llegar a tener control.

Las inversiones en asociadas se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, utilizando el método de participación, a través del cual se reconoce la participación en los resultados y en el capital contable. El método de participación es aplicado desde la fecha en que se tiene influencia significativa sobre las asociadas.

Los estados financieros de las compañías asociadas utilizados para aplicar el método de participación fueron preparados considerando el mismo período contable al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y las mismas políticas contables que las utilizadas en la elaboración de estos estados financieros consolidados.

La participación de la Compañía en las utilidades o pérdidas netas de las asociadas, posteriores a la adquisición, se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía valuó estas inversiones a costo de adquisición sin reconocimiento del método de participación.

2.4.17 Empresa en marcha

El Consejo de Administración supervisa periódicamente la posición de efectivo del Grupo y los riesgos de liquidez a lo largo del año para garantizar que tenga fondos suficientes para cumplir con los requisitos de financiación operativos y de inversión previstos. Se ejecutan sensibilidades para reflejar las últimas expectativas de gastos, precios del petróleo y el gas y otros factores para permitirle al Grupo gestionar el riesgo.

Teniendo en cuenta las condiciones del entorno macroeconómico, el desempeño de las operaciones y la posición de efectivo del Grupo, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los Directores han emitido un juicio, al momento de aprobar los estados financieros, que existe una expectativa razonable de que el Grupo pueda cumplir con todas sus obligaciones en el futuro previsible. Por esta razón, estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de negocio en marcha.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.5 Marco regulatorio

A- Argentina

2.5.1 Marco normativo de la actividad hidrocarburífera

En la República Argentina la actividad de exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos se rige por la Ley No. 17,319, modificada por la Ley No. 27,007.

A continuación, se detallan los principales cambios introducidos por la Ley No. 27,007:

- (i) Establece los términos para los permisos de exploración y las concesiones de explotación y transporte, haciendo una distinción entre convencional y no convencional, y la plataforma continental y las reservas marinas territoriales.
- (ii) El porcentaje del 12% pagadero como regalías al otorgante por los concesionarios de explotación sobre el producto derivado de los hidrocarburos líquidos extraídos en la boca del pozo y la producción de gas natural seguirá siendo efectivo. En caso de extensión, se pagarán regalías adicionales de hasta el 3% sobre las regalías aplicables en el momento de la primera extensión, hasta un máximo del 18%, para las siguientes extensiones.
- (iii) Impide que el Gobierno Nacional y las Provincias reserven nuevas áreas en el futuro a favor de empresas o entidades públicas o mixtas, independientemente de su forma legal. Por lo tanto, los contratos celebrados por las empresas provinciales para la exploración y el desarrollo de áreas reservadas antes de esta enmienda se salvaguardan.

Sin perjuicio de ello, la Provincia del Neuquén posee su propia Ley de Hidrocarburos No. 2,453. Por lo tanto los activos que la Compañía posee en la Provincia del Neuquén se rigen por esa Ley, mientras que los demás, ubicados en la Provincia de Rio Negro y Salta se rigen por la Ley No. 17,319 y sus modificaciones.

2.5.2 Mercado del gas

2.5.2.1 Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 ("Plan Gas IV")

El 13 de noviembre de 2020 mediante Decreto No. 892/2020, el Poder Ejecutivo de la Nación Argentina ("PEN") aprobó el Plan Gas IV, declarando de interés público nacional y prioritario la promoción de la producción del gas natural.

Así mismo, a través el Decreto No. 730/2022 de fecha 3 de noviembre de 2022, el gobierno argentino sustituyó el Decreto No. 892/2020, prorrogando la duración del Plan Gas IV hasta el 31 de diciembre de 2028.

El 15 de diciembre de 2020 mediante Resolución No. 391/2020 la Secretaría de Energía ("SE") adjudicó los volúmenes y precios; lo que comprendió la posterior celebración de contratos con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A ("CAMMESA"), Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA") y otras licenciatarias de distribución o subdistribuidores, para el suministro de gas natural para generación de energía eléctrica y para consumo residencial, respectivamente.

La Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina fue adjudicada con un volumen base de 0.86 MMm3/día, a un precio promedio anual de 3.29 USD/MMBTU por un período de 4 (cuatro) años a partir del 1 de enero de 2021, el cual fue extendido hasta el 31 de diciembre de 2028, mediante la Resolución No. 860/2022 de fecha 22 de diciembre de 2022.

En 2022, la SE otorgó a Vista un permiso de exportación de gas natural con destino a la Republica de Chile de acuerdo a los siguientes volúmenes:

- (i) 0.15 MMm3/día para el periodo de enero a abril de 2022;
- (ii) un volumen variable para el período de mayo a septiembre de 2022; y
- (iii) 0.45 MMm3/día para el período de octubre 2022 a abril de 2023.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, la Compañía exportó un total de 51.4 MMm3 a Chile.

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía cobró un monto neto de 3,149 y 3,660, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el crédito vinculado con dicho plan asciende a 3,772 y 1,729, respectivamente (ver Nota 17).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

2.5.3 Regalías y otros cánones

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 las regalías se aplican a la producción total de las concesiones convencionales y no convencionales, y se calculan aplicando el 12% al precio de venta, luego de descontarle ciertos gastos con el objeto de llevar el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y GLP de boca de pozo. Las regalías se presentan en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del "Costo de ventas".

Como parte de las extensiones mencionadas en la Nota 29.3, se incluye un canon extraordinario del 3% sobre la producción de las áreas convencionales de Entre Lomas, Bajada del Palo, Jagüel de los Machos y 25 de mayo-Medanito S.E., y del 6.5% para el área convencional Agua Amarga. De acuerdo con la evolución de los precios venta de los hidrocarburos producidos, para el caso de las áreas de Entre Lomas y Bajada del Palo, el canon podría ascender hasta el 6%.

B- México

2.5.4 Marco normativo de las actividades de exploración y producción

En 2013, se introdujeron ciertas enmiendas a la Constitución Mexicana, que permitieron que los sectores del petróleo, el gas natural y la energía se abran a la inversión privada. Como parte de dicha reforma, Petróleos Mexicanos ("PEMEX") pasó de ser una entidad pública descentralizada a una empresa estatal productiva.

Estas enmiendas también permiten que las entidades del sector privado obtengan permisos para el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos.

La Ley Mexicana de Hidrocarburos ("Ley de Hidrocarburos") preserva la propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras se encuentran en el subsuelo, pero permite que las empresas privadas se hagan cargo de los mismos una vez que sean extraídos. Es decir, faculta a las entidades del sector privado a solicitar el otorgamiento de un permiso a la Comisión Reguladora de Energía de México ("CRE") para almacenar, transportar, distribuir, comercializar y vender hidrocarburos. Además, las entidades del sector privado pueden importar o exportar hidrocarburos sujetos a un permiso del Ministerio de Energía de México ("SENER"), el cual es el responsable de desarrollar la política de exploración y producción del país.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos ("CNH") efectúa licitaciones a efectos de otorgar contratos a las compañías petroleras y consorcios de empresas; en conjunto con PEMEX y empresas privadas; siendo en conjunto los administradores de los contratos de exploración y producción ("E&P"). Por su parte los contratos de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, regasificación, comercialización y venta de hidrocarburos son otorgados por la CRE.

Como parte del proceso de reforma mencionado anteriormente, el gobierno mexicano eliminó gradualmente los controles de precios de la gasolina y el diésel, por lo tanto a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, los precios de venta de la gasolina y el diésel están determinados por el mercado.

2.5.5 Regalías y otros cánones

Las contraprestaciones que se le deben pagar al Estado Mexicano estarán integradas por:

a. Cuota contractual para la fase exploratoria

Aplica para aquellas áreas que no cuenten con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, y se calculan mensualmente aplicando la cuota establecida por cada kilómetro cuadrado que comprenda el área contractual.

b. Regalías

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando el porcentaje contractual al precio de venta. El porcentaje contractual es del 45% el cual será ajustado de conformidad con lo establecido en el contrato. Así mismo existe una regalía variable, la cual se aplicará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al precio de venta. Las regalías se exponen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del "Costo de ventas".

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 3. Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia formule juicios y estimaciones futuras, así como la aplicación de juicios críticos y el establecimiento de supuestos que impactan la aplicación de las políticas contables, tal como los montos de activos y pasivos, ingresos y gastos revelados.

Los juicios y estimaciones utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados son evaluados de manera continua y se basan en la experiencia pasada, así como otros factores razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados futuros podrían diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los estados financieros consolidados.

3.1 Juicios críticos en la aplicación de políticas contables

A continuación, se presentan los juicios críticos, aparte de los que involucran estimaciones (ver Nota 3.2), que la Gerencia ha realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen impacto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados.

3.1.1 Contingencias

La Compañía está sujeta a varios reclamos, juicios y otros procedimientos legales, surgidos en el curso ordinario de su negocio. Los pasivos de la Compañía con respecto a dichos reclamos, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza absoluta. Por consiguiente, periódicamente la Compañía revisa el estado de cada contingencia y evalúa el posible pasivo financiero, aplicando los criterios indicados en la Nota 22.3, para lo cual la Gerencia formula sus estimaciones con la asistencia de asesores legales principalmente, basados en la información disponible en la fecha de los estados financieros consolidados, y teniendo en cuenta las estrategias de litigio, resolución o liquidación.

Las contingencias incluyen juicios pendientes o reclamos por posibles daños y/o reclamos de terceros en el curso ordinario del negocio de la Compañía, así como los reclamos de terceros derivados de disputas relacionadas con la interpretación de la(s) legislación(es) aplicables.

3.1.2 Remediación ambiental

Los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental sólo se capitalizan si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (i) dichos costos se relacionan con mejoras en la seguridad; (ii) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (iii) los costos se incurren para preparar los activos para la venta y el valor en libros (el cual considera estos costos) de dichos activos no excede su correspondiente valor recuperable.

Los pasivos relacionados con los costos de remediación futuros se registran cuando, basado en las evaluaciones ambientales, es probable que dichos pasivos se materialicen, y los costos se pueden estimar de manera razonable. El reconocimiento real y el monto de estas provisiones generalmente se basan en los compromisos adquiridos por la Compañía para realizarlos, tales como un plan de remediación aprobado o la venta o disposición de un activo. La provisión se reconoce sobre la base de que compromiso de remediación futuro será requerido.

La Compañía mide los pasivos en función de su mejor estimación del valor actual de los costos futuros, utilizando la información actualmente disponible y aplicando las leyes y regulaciones ambientales actuales, así como sus políticas ambientales internas vigentes.

3.1.3 Combinaciones de negocios

El método de adquisición contable implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios, en la fecha de adquisición.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía determina que ha adquirido un negocio cuando el conjunto de actividades y activos incorporados generan entradas y un proceso sustantivo que, de forma conjunta, contribuyen significativamente con la capacidad de generar beneficios. El proceso adquirido se considera sustantivo si, este, resulta crítico en la capacidad del activo adquirido para continuar produciendo resultados, y las entradas adquiridas incluyen un conjunto de activos organizados con la habilidad, conocimientos y experiencias necesarias para ejecutar dichos procesos o bien contribuir significativamente en la capacidad de generar resultados. En los casos que una transacción de adquisición de propiedades de petróleo y gas no cumpla con las condiciones anteriores, la Compañía considera que la misma debe ser reconocida como una adquisición de activos.

Cuando la Compañía determina que ha adquirido un negocio, con el propósito de determinar el valor razonable de los activos identificables, la Compañía utiliza el enfoque de valuación más representativo para cada activo. Estos métodos incluyen (i) el enfoque de ingresos, a través de flujos de efectivo indirectos (valor presente neto de los flujos de efectivo futuros esperados) o mediante el método de ganancias en exceso de múltiples períodos; (ii) enfoque de costos (valor de reemplazo del bien ajustado por la pérdida debida al deterioro físico, obsolescencia funcional y económica); y (iii) enfoque de mercado a través de un método de transacciones comparables.

Asimismo, para determinar el valor razonable de los pasivos asumidos, la Compañía considera la probabilidad de salidas de efectivo que se requerirán para cada contingencia y elabora las estimaciones con la asistencia de asesores legales, basándose en la información disponible y teniendo en cuenta la estrategia de litigios y resolución/liquidación.

Se requiere un juicio crítico de la Gerencia para seleccionar el enfoque que se utilizará y estimar los flujos de efectivo futuros. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y los valores relacionados obtenidos a través de las técnicas de valoración mencionadas.

3.1.4 Acuerdos conjuntos

La Compañía evalúa si tiene control conjunto sobre un acuerdo, lo cual requiere de una evaluación de las actividades relevantes y las decisiones en relación con esas actividades que requieren el consentimiento unánime. La Compañía ha determinado que las actividades relevantes para sus acuerdos conjuntos son aquellas relacionadas con las decisiones operativas, incluida la aprobación del programa anual de trabajo y gastos operativos; el presupuesto; así como la aprobación de los proveedores de servicios. Las evaluaciones realizadas para determinar el control conjunto son similares a las necesarias para determinar el control sobre las subsidiarias como se establece en la Nota 2.3.1.

La aplicación del juicio también es requerida para clasificar un acuerdo conjunto. La clasificación de acuerdos requiere, que la Compañía evalúe sus derechos y obligaciones que surgen del acuerdo.

Una conclusión errónea sobre si un acuerdo es un control conjunto o bien si el mismo es una operación conjunta o en negocio conjunto, puede afectar significativamente la contabilidad, según lo establecido en la Nota 2.3.3.

3.1.5 Moneda funcional

La moneda funcional para la Compañía y sus subsidiarias es la moneda del entorno económico primario en el que opera la entidad. La moneda funcional de la Compañía y sus subsidiarias es el USD. La determinación de la moneda funcional puede involucrar la realización de ciertos juicios, como la identificación del entorno económico primario. La Compañía reconsidera la moneda funcional si hay un cambio en los eventos y condiciones, las cuáles son determinadas por el entorno económico primario.

3.2 Fuentes clave de incertidumbre en la estimación

A continuación, se detallan las principales estimaciones que poseen un riesgo significativo y podrían generar ajustes en los montos de los activos y pasivos de la Compañía durante el próximo año:

3.2.1 Deterioro del crédito mercantil

El crédito mercantil se revisa anualmente para determinar si existe deterioro o con mayor frecuencia, si los eventos o cambios en las circunstancias indican que el valor recuperable de la UGE a las que se relaciona el crédito mercantil debe ser analizadas. Al evaluar si el crédito mercantil se ha deteriorado, el valor en libros de las UGEs a las que se ha asignado el crédito mercantil se compara con su valor recuperable. Cuando el monto recuperable de la UGE es menor que el valor en libros (incluido el crédito mercantil), se reconoce un deterioro.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía posee un crédito mercantil de 28,288 y 28,416 en su estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2022 y 2021 (ver Nota 14), relacionado con la combinación inicial de negocios.

La determinación en cuanto a si un crédito mercantil de una UGE o de un grupo de UGEs está deteriorado, involucra estimaciones de la Gerencia en asuntos altamente inciertos, incluida la determinación del agrupamiento apropiado de UGE para fines de prueba de deterioro del crédito mercantil. La Compañía supervisa el crédito mercantil para fines de administración interna según su único segmento de negocio.

Para evaluar el deterioro del crédito mercantil por deterioro, la Compañía utiliza el enfoque descrito en la Nota 3.2.2.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, no se reconocieron pérdidas por deterioro relacionadas al crédito mercantil.

3.2.2 Deterioro de los activos no financieros distintos del crédito mercantil

Los activos no financieros, incluidos los activos intangibles identificables, se revisan para determinar su deterioro al nivel más bajo en el que existen flujos de efectivo identificables por separado que son en gran medida independientes de los flujos de efectivo de otros grupos de activos o UGEs. A estos efectos, al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se han agrupado todas las propiedades de petróleo y gas en Argentina en 3 (tres) UGEs (i) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas; (ii) concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas; y (iii) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas. Así mismo, al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la Compañía ha identificado sólo 1 (una) UGE en México: (i) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas.

Para evaluar si existe evidencia de que una UGE podría estar deteriorada, se analizan las fuentes de información tanto externas como internas, siempre que los eventos o cambios en las circunstancias indiquen que el valor en libros de un activo o UGE puede no ser recuperable. Ejemplos de estos acontecimientos son: cambios en los planes de negocio del Grupo, cambios en las hipótesis sobre los precios de las materias primas y los tipos de descuento, pruebas de daños físicos o, en el caso de los activos de petróleo y gas, baja de las reservas estimadas o aumentos en los gastos de desarrollo futuros estimados o en los costos de desmantelamiento, el comportamiento de los precios internacionales del petróleo crudo, el comportamiento de la demanda, el costo de las materias primas, el marco regulador, las inversiones de capital previstas y la evolución de la demanda. Si existe algún indicio de deterioro, la Compañía realiza una estimación del valor recuperable del activo o de la UGE.

El valor recuperable de una UGE es el mayor entre: (i) su valor razonable menos los costos de enajenación o disposición por otra vía; y (ii) su valor de uso. Cuando el importe en libros de una UGE excede a su importe recuperable, la UGE se considera deteriorada y se reduce a su importe recuperable. Dada la naturaleza de las actividades de la Compañía, la información sobre el valor razonable menos los costos de enajenación de un activo o UGE suele ser difícil de obtener a menos que se estén llevando a cabo negociaciones con compradores potenciales u operaciones similares. En consecuencia, salvo indicación en contrario, el valor recuperable utilizado en la evaluación del deterioro es el valor de uso.

El valor de uso de cada UGE se estima a través del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la Compañía, son las principales fuentes de información para la determinación del valor de uso.

Como paso inicial en la preparación de estos planes, la Compañía establece diversos supuestos sobre las condiciones del mercado, como los precios del petróleo y el gas natural. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, estos supuestos tienen en cuenta los precios existentes, el equilibrio entre la oferta y la demanda mundial de petróleo y gas natural, dinámicas de los mercados de crudo y combustibles líquidos en Argentina y México, otros factores macroeconómicos y las tendencias y la variabilidad históricas. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se ajustan para tener en cuenta los riesgos específicos del grupo de activos y se descuentan a su valor actual utilizando una tasa de descuento después de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor tiempo del dinero.

A cada fecha de reporte se evalúa si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro previamente reconocidas hayan dejado de existir o se hayan disminuido. Si existe tal indicación, se estima el importe recuperable. Una pérdida por deterioro previamente reconocida se revierte sólo si ha habido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el valor recuperable del activo desde que se reconoció la última pérdida por deterioro. Después de una reversión, el cargo por depreciación se ajusta en años futuros para distribuir el importe en libros revisado del activo, menos cualquier valor residual, de forma sistemática a lo largo de su vida útil restante.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La determinación de si un activo o UGE está deteriorado, y en qué medida, implica estimaciones de la Compañía sobre cuestiones altamente inciertas como los efectos de la inflación en los gastos de explotación, las tasas de descuento, los perfiles de producción, las reservas y los recursos, y los precios futuros de los productos básicos, incluyendo las perspectivas de las condiciones de la oferta y la demanda en los mercados mundiales o regionales para el petróleo crudo y el gas natural. Se requiere juicio cuando se determina la agrupación apropiada de propiedad, plantas y equipos en una UGE. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y de los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento, lo que podría dar lugar a un cambio significativo en los valores contables de los activos del Grupo.

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Compañía reconoció una reversión en el deterioro de 14,044 relacionado con la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas en México, principalmente relacionada con la recuperación de los precios del petróleo crudo y el incremento de las reservas probadas.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía no identificó indicios de deterioro relacionado con los activos no financieros distintos del crédito mercantil.

Principales supuestos utilizados

El cálculo del valor de uso realizado por la Compañía para las UGEs antes mencionadas es más sensible a los siguientes supuestos:

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciem	bre de 2021
	Argentina	México	Argentina	México
Tasas de descuento (después de impuestos)	11.9%	7.9%	10.4%	6.1%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	18.7%	11.6%	16.6%	10.0%
Precios del petróleo crudo, GLP y del gas natural				
Petróleo crudo (USD/bbl.) (1)				
2022	-	-	73.0	65.8
2023	80.3	72.2	70.1	63.0
2024	92.8	88.3	70.5	63.5
2025	84.0	79.9	65.9	58.9
2026 – En adelante	79.3	78.3	64.6	58.9
Gas natural – Precios locales (USD/MMBTU) (2)				
En adelante	3.9	3.0	3.3	3.0
GLP – Precios locales (USD/tn.)				
En adelante	250.4	-	300	-

⁽¹⁾ El precio corresponde al Brent y Maya, para Argentina y México, respectivamente.

- (i) <u>Tasas de descuento:</u> las tasas de descuento representan el valor actual del mercado de los riesgos específicos de la Compañía, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero y los riesgos individuales de los activos subyacentes que no han sido incorporados en las estimaciones de flujos de efectivo. El cálculo de la tasa de descuento se basa en las circunstancias específicas de la Compañía y se deriva de su Costo Promedio Ponderado de Capital ("WACC", por sus siglas en inglés), con los ajustes adecuados para reflejar los riesgos y determinar la tasa después de impuestos. La tasa de impuesto sobre la renta utilizada es la tasa impositiva vigente en Argentina y México del 35% y 30%, respectivamente. La WACC toma en cuenta tanto el costo de la deuda como el costo del capital. Para el cálculo del WACC se utilizaron datos de mercado público de ciertas empresas que se consideran similares a la Compañía según la industria, región y especialidad ("Comparables").
- (ii) <u>Precios del petróleo crudo, gas natural y GLP:</u> los precios de los productos básicos previstos se basan en las estimaciones de la Gerencia y los datos de mercado disponibles.

Para los precios del petróleo crudo, la Compañía consideró descuentos según la calidad del petróleo crudo producido en cada una de las UGEs. También se consideran las dinámicas de los mercados domésticos de petróleo crudo y combustibles líquidos en Argentina y México. La evolución de los precios de Brent y Maya se estimó con las proyecciones medias de analistas de diferentes bancos sobre el precio de Brent y Maya, respectivamente.

⁽²⁾ Millions of British Themal Units ("MMBTU" por sus siglas en ingles).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Con el fin de pronosticar el precio local del gas natural a 9.300 kcal/m3 ("Precio del gas"), dado que está desacoplado del precio internacional del gas y está influenciado por el nivel de oferta y demanda de Argentina, la Gerencia utilizó un promedio del precio recibido por la venta de gas en cada una de las UGEs. El precio del gas se ajusta linealmente por el valor calorífico del gas producido de cada una de las UGEs.

El supuesto a largo plazo de la Compañía para los precios del petróleo es similar al reciente precio de mercado, lo que refleja el juicio que los precios recientes son consistentes con que el mercado puede producir suficiente petróleo para satisfacer la demanda global de manera sostenible en el largo plazo.

(iii) <u>Producción y volúmenes de reservas:</u> en las UGEs convencionales el nivel de producción futuro estimado en todas las pruebas de deterioro se basa en las reservas probadas y probables, y en las UGEs no convencionales se adicionaron también los recursos contingentes. Las proyecciones de producción y los supuestos de reservas se basaron en los informes de reservas auditados por consultores externos, y en reportes preparados internamente por la Compañía, y se aplicaron adicionalmente distintos factores de éxito para determinar el valor esperado de cada tipo de reserva y/o recurso contingente.

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía considera que no hay cambios razonablemente posibles en ninguno de los supuestos principales anteriores que podrían causar que el valor en libros de cualquier UGE exceda sustancialmente su valor recuperable, excepto por lo siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2022		Al 31 de diciem	bre de 2021
	Argentina (1)	México	Argentina (2)	México
Tasa de descuento	+/- 10	%	+/- 10	1%
<u>Valor en libros</u>	-/-	- / -	(98) / -	-/-
Precios esperados del petróleo crudo, gas natural y GLP	+/- 10	%	+/- 10	1%
Valor en libros	- / (41,816)	-/-	- / (31,773)	-/-

⁽¹⁾ Relacionado con la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas (Para mayor información, ver Nota 34).

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo del cambio real del valor en libros, ya que es poco probable que el cambio en los supuestos se produzca de forma aislada, debido a que algunos pueden estar correlacionados.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el valor neto en libros de propiedad, planta y equipos, activos intangibles y activos por derecho de uso se muestran en las Notas 13, 14 y 15, respectivamente.

3.2.3 Impuesto sobre la renta corriente y diferido

3.2.3.1. Impuesto sobre la renta corriente

La Compañía reconoce un pasivo por impuesto sobre la renta corriente al cierre del ejercicio, teniendo en cuenta las regulaciones fiscales aplicables y, en caso de ser necesario, reconoce las provisiones basadas en los montos que la Compañía deberá pagar a las autoridades fiscales, sin embargo, existen algunas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final del impuesto es incierta, ya que existen situaciones en las que la regulación fiscal está sujeta a interpretación por parte de la Compañía.

Cuando los tratamientos fiscales son inciertos y se considera probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, el impuesto sobre la renta corriente se reconoce de acuerdo con sus cálculos e interpretaciones. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando la cantidad más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

⁽²⁾ Relacionados con las UGEs concesiones operadas y no operadas convencionales de petróleo y gas.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

3.2.3.2. Impuesto sobre la renta diferido

Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de reporte y se modifican de acuerdo con la probabilidad de que la base imponible permita la recuperación total o parcial de estos activos. Al evaluar el reconocimiento de los activos por impuestos diferidos, la Compañía considera si es probable que una parte o la totalidad de los mismos no se realicen, lo que depende de la generación de ingresos imponibles futuros en los períodos en que estas diferencias temporales se vuelven deducibles. Para realizar esta evaluación, la Compañía toma en consideración la reversión prevista de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de las ganancias gravables futuras y las estrategias de planificación tributaria.

Los supuestos sobre la generación de ganancias imponibles futuras dependen de las estimaciones de la Compañía de los flujos de efectivo futuros. Estas estimaciones se basan en los flujos futuros previstos de las operaciones, que se ven afectadas por los volúmenes de producción y ventas; los precios del petróleo y el gas; las reservas; los costos operativos; los costos de taponamiento y abandono de pozos; los gastos de capital; los dividendos y otras transacciones de gestión de capital; y el juicio sobre la aplicación de las leves fiscales vigentes en cada jurisdicción.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para realizar los activos por impuestos diferidos netos registrados en la fecha de reporte podría verse afectada. Además, los cambios futuros en las leyes fiscales en las jurisdicciones en las que opera el Grupo podrían limitar la capacidad del mismo para obtener deducciones fiscales en períodos futuros.

3.2.4 Provisión para el taponamiento y abandono de pozos

Las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos al término de la concesión requieren que la Gerencia de la Compañía calcule la cantidad de pozos, los costos de abandono a largo plazo de los mismos y el tiempo restante hasta el abandono. Las cuestiones tecnológicas, de costos, políticas ambientales y de seguridad cambian constantemente y pueden dar lugar a diferencias entre los costos y estimaciones futuros reales.

Las estimaciones de las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos deberán ser ajustadas por la Compañía al menos una vez al año, o bien cuando se produzcan cambios en los criterios de evaluación asumidos.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la provisión para el taponamiento y abandono de pozos es de 32,524 y 30,796, respectivamente (ver Nota 22.1).

3.2.5 Reservas de petróleo y gas

La propiedad, planta y equipos de petróleo y gas es depreciada utilizando el método de UDP sobre el total de reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas según resulte aplicable). Las reservas se refieren a los volúmenes de petróleo y gas que son económicamente producibles, en las áreas donde la Compañía opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre los cuales la Compañía tiene derechos de explotación, incluidos los volúmenes de petróleo y gas relacionados con los acuerdos de servicio bajo los cuales la Compañía no tiene derechos de propiedad sobre las reservas o los hidrocarburos obtenidos y los estimados que se producirán para la empresa contratante en virtud de contratos de servicios.

La vida útil de cada activo de la propiedad, planta y equipos se evalúa al menos una vez al año y se toma en consideración tanto las limitaciones de vida física del bien, como las evaluaciones de las reservas económicamente recuperables del campo en el que se encuentra el activo.

Existen numerosas incertidumbres en la estimación de reservas probadas y los planes futuros de producción, costos de desarrollo y precios, incluidos varios factores que escapan al control del productor. La estimación de las reservas por parte de los ingenieros es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones subterráneas que implica un cierto grado de incertidumbre. Las estimaciones de reservas dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geológicos disponibles a la fecha de la estimación y de la interpretación y el juicio de los mismos.

Las estimaciones de reservas son ajustadas cuando es justificada por los cambios en la evaluación de criterios o al menos una vez al año. Estas reservas se basan en los informes de los profesionales de consultoría de petróleo y gas.

La Compañía utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de la depreciación de los activos utilizados en las áreas de petróleo y gas, así como también para evaluar la recuperabilidad de estos activos (ver Notas 3.2.1, 3.2.2, 13 y Nota 33).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

3.2.6 Pagos basados en acciones

La estimación del valor razonable de los pagos basados en acciones requiere la determinación del modelo de valoración más apropiado, el cual depende de los términos y condiciones de la adjudicación. Esta estimación también requiere la determinación de los insumos más apropiados para el modelo de valoración, incluida la vida remanente de la opción de acciones, la volatilidad y el rendimiento de dividendos, así como la formulación de supuestos con relación a dichos insumos.

Para la medición del valor razonable de los pagos basados en acciones en la fecha de otorgamiento, la Compañía utiliza el modelo de Black & Sholes. El importe en libros, las hipótesis y los modelos utilizados para estimar el valor razonable de las transacciones con pagos basados en acciones se revelan en la Nota 32.

Nota 4. Información por segmentos

El CODM es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos y el desempeño de los indicadores de sus propiedades de petróleo y gas en forma agregada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos, la negociación global con los proveedores y la forma en que se gestionan los acuerdos con los clientes.

El CODM considera como un segmento único el negocio de exploración y producción de petróleo crudo, gas natural y GLP (incluye todas las actividades comerciales de E&P), a través de sus propias actividades, subsidiarias y participaciones en operaciones conjuntas, y en función de la naturaleza del negocio, cartera de clientes y riesgos implicados. La Compañía no agregó ningún segmento, ya que sólo tiene uno.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía generó el 99% y 1% de sus ingresos relacionados con los activos localizados en Argentina y en México, respectivamente.

Los criterios contables utilizados por las subsidiarias para medir los resultados, activos y pasivos de los segmentos son consistentes con los utilizados en estos estados financieros consolidados.

La siguiente tabla resume los activos no corrientes por área geográfica:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Argentina	1,638,973	1,260,851
México	51,316	47,837
Total activos no corrientes	1,690,289	1,308,688
Nota 5. Ingresos por ventas a clientes		
-	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2022	diciembre de 2021
Ventas de bienes	1,143,820	652,187
Total de ingresos por ventas a clientes	1,143,820	652,187

Las transacciones de la Compañía y los ingresos principales se describen en Nota 2.4.7. Los ingresos se derivan de los contratos con clientes.

1,143,820

652,187

5.1 Información desglosada de ingresos por ventas a clientes

Reconocido en un momento determinado

Tina da nuaduatas	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de Año finalizado el 31 de		
Tipo de productos	diciembre de 2022	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		
Total de ingresos por ventas a clientes	1,143,820	652,187		

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Canales de distribución	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Exportaciones de petróleo crudo	559,563	182,156
Refinerías	508,434	410,904
Industrias	20,093	17,320
Distribuidores minoristas de gas natural	18,829	18,351
Gas natural para generación eléctrica	16,210	18,461
Exportaciones de gas natural	15,105	169
Comercialización de GLP	5,586	4,826
Total de ingresos por ventas a clientes	1,143,820	652,187

5.2 Obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño de la Compañía se relacionan con la transferencia de bienes a sus clientes. El negocio de exploración y producción involucra todas las actividades relacionadas con la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo crudo, gas natural y GLP. Los ingresos se generan principalmente a partir de la venta de petróleo crudo, gas natural y GLP a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costo de ventas

6.1 Costos de operación		
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Honorarios y compensación de servicios	66,155	53,024
Salarios y contribuciones sociales	22,344	16,591
Consumo de materiales y reparaciones	16,824	15,912
Servidumbre y cánones	11,427	9,572
Beneficios a empleados	6,481	4,877
Transporte	5,963	3,274
Otros	4,191	3,873
Total costos de operación	133,385	107,123
6.2 Fluctuación del inventario de crudo		
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Inventario de petróleo al inicio del año (Nota 19)	5,222	6,127
Menos: Inventario de petróleo al cierre del año (Nota 19)	(4,722)	(5,222)
Total fluctuación del inventario de crudo	500	905

Nota 7. Gastos de ventas

	Ano finalizado el 31 de Ano finalizado el 31 d	
	diciembre de 2022	diciembre de 2021
Transporte	28,686	19,554
Impuestos, tasas y contribuciones	16,522	13,921
Impuesto sobre transacciones bancarias	9,595	6,061
Honorarios y compensación por servicios	5,137	2,806
(Reversión) constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas (1)	(36)	406
Total gastos de ventas	59,904	42,748

⁽¹⁾ Ver Nota 17.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Salarios y contribuciones sociales	27,178	20,242
Pagos basados en acciones	16,576	10,592
Honorarios y compensación por servicios	9,848	7,412
Beneficios a empleados	3,360	2,124
Publicidad y promoción institucional	2,066	2,237
Impuestos, tasas y contribuciones	1,859	1,311
Otros	2,939	1,940
Total gastos generales y de administración	63,826	45,858

Nota 9. Gastos de exploración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Gastos geológicos y geofísicos	736	561
Total gastos de exploración	736	561

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

10.1 Otros ingresos operativos

	Año finalizado el 31 de .	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2022	diciembre de 2021
Ganancia por acuerdo de farmout (1)	18,218	9,050
Otros ingresos por servicios (2)	8,480	4,236
Ganancia por baja de activos (3)	-	9,999
Total otros ingresos operativos	26,698	23,285

⁽¹⁾ Los años finalizados el 31 de diciembre 2022 y 2021, incluye 20,000 y 10,000 de pagos recibidos por Trafigura, relacionados con el acuerdo de *farmout*, celebrado el 28 de junio de 2021 ("*farmout agreement I*") (ver Nota 29.3.2.1), neto de bajas de propiedad minera y crédito mercantil por 1,654 y 882, y 128 y 68, respectivamente (Ver Notas 13 y 14).

10.2 Otros gastos operativos

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2022	diciembre de 2021
Provisión por remediación ambiental (1) (Nota 22.2)	(2,133)	(1,029)
Gastos de reestructuración y reorganización (2)	(531)	(2,284)
Provisión para contingencias (1) (Nota 22.3)	(379)	(652)
Provisión de obsolescencia de inventarios (1)	(278)	(249)
Total otros gastos operativos	(3,321)	(4,214)

⁽¹⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

⁽²⁾ Corresponde a servicios que no se vinculan directamente con la actividad principal de la Compañía.

⁽³⁾ El año finalizado el 31 de diciembre de 2021 incluye: (i) 9,788 relacionado a la transferencia de la participación en CASO (ver Nota 29.3.4); (ii) 198 relacionado a la transferencia de activos exploratorios de México (ver Nota 29.3.11) y; (iii) 13 relacionados con la expiración de la concesión de explotación del área Sur Rio Deseado Este (Ver Notas 29.3.9).

⁽²⁾ La Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos, honorarios, y costos de transacción relacionados con la modificación de la estructura del Grupo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 11. Resultados financieros, netos

11.1 Ingresos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Intereses financieros	809	65
Total ingresos por intereses	809	65
11.2 Gastos por intereses		
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Intereses por préstamos (Nota 18.2)	(28,886)	(50,660)
Total gastos por intereses	(28,886)	(50,660)
11.3 Otros resultados financieros		
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Costo amortizado (Nota 18.2)	(2,365)	(4,164)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 18.5.1)	(30,350)	(2,182)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	33,263	14,328
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(2,561)	(2,300)

(17,599)

(1,925)

(2,444)

(52,817)

(67,556)

9,242

5,061

(1,079)

(2,546)

(19,163)

4,851

(7,194)

Total otros resultados financieros	
(1) Relacionado a los préstamos suscriptos en UVA, actualizables por el CER (ver Nota 18.2).	

(2) Incluye 2,515 de pérdida por el canje de las obligaciones negociables ("ON") (ver Nota 18.1 y 18.2).

Revaluación de préstamos (1)

Cambios en el valor razonable de activos financieros

Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos

Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 15)

a) Básica

(Nota 22.1)

Otros (2)

Las ganancias básicas por acción se calculan dividiendo los resultados de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el año.

b) Diluida

Las ganancias diluidas por acción se calculan dividiendo los resultados de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el ejercicio más el promedio ponderado de las acciones comunes con potencial de dilución.

Las acciones comunes potenciales se considerarán dilutivas solo cuando su conversión a acciones comunes pueda reducir las ganancias por acción o aumentar las pérdidas por acción. Las acciones comunes potenciales se considerarán anti-dilutivas cuando su conversión a acciones comunes pueda resultar en un aumento en las ganancias por acción o una disminución en las pérdidas por acción.

Nota 12. Ganancias por acción

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El cálculo de las ganancias diluidas por acción no implica una conversión, el ejercicio u otra emisión de acciones que puedan tener un efecto antidilutivo sobre las pérdidas por acción, o cuando el precio de ejercicio de la opción sea mayor que el precio promedio de acciones comunes durante el año, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia diluida por acción igual a la básica.

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2022	diciembre de 2021
Utilidad neta del año	269,535	50,650
Número promedio ponderado de acciones comunes	87,862,531	88,242,621
Ganancia básica por acción	3.068	0.574
	A # . # P 1 . 1 . 21 . J .	A # . P 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31
	diciembre de 2022	de diciembre de 2021
Utilidad neta del año	269,535	50,650
Número promedio ponderado de acciones comunes	97,830,538	93,273,978
Ganancia diluida por acción	2.755	0.543

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía tiene las siguientes acciones comunes que no tienen efecto dilutivo y, por lo tanto, a la fecha de estos estados financieros consolidados están excluidas del número promedio ponderado de acciones comunes a los efectos de las ganancias por acción diluidas: (i) 4,854,408 de acciones Series A que serán usadas en el LTIP.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2021	2,709	23,070	446,291	1,174,699	91,245	27,796	1,765,810
Altas Transferencias	8,550	285 20,171	-	433,909	433,942 (371,239)	97,243 (82,841)	540,020
Bajas Incorporación por adquisición de activos AFBN	(465)	(4)	(1,870) ⁽¹ 68,743 ⁽³⁾	(713) (2)	-	(240)	(3,292) 68,743
Saldos al 31 de diciembre de 2022	10,794	43,522	513,164	1,607,895	153,948	41,958	2,371,281
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2021	(294)	(10,834)	(53,623)	(477,077)	-	-	(541,828)
Depreciaciones Bajas	(17) 11	(4,756) 3	(14,540) 216 (1	(204,031)	-	- -	(223,344) 230
Saldos al 31 de diciembre de 2022	(300)	(15,587)	(67,947)	(681,108)	-	-	(764,942)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2022	10,494	27,935	445,217	926,787	153,948	41,958	1,606,339

 $^{^{(1)}}$ Relacionadas al "Acuerdo de farmout I" (ver Nota 29.3.2.1).

⁽²⁾ Relacionadas a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos (ver Nota 22.1). Esta transacción no generó flujo de efectivo.

⁽³⁾ Ver Nota 1.2.1.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2020	2,456	21,831	353,076	876,663	79,556	28,851	1,362,433
Altas	253	106	30,076	7,343 (3)	287,815	28,626	354,219
Transferencias	-	2,111	-	296,624	(269,161)	(29,574)	-
Bajas	-	(665)	(997)		-	(107)	(1,769)
Incorporación por adquisición de activos AFBN	-	-	69,693		-	-	69,693
Baja de activos (5)		(313)	(5,557)	(5,931)	(6,965)	-	(18,766)
Saldos al 31 de diciembre de 2021	2,709	23,070	446,291	1,174,699	91,245	27,796	1,765,810
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2020	(276)	(7,466)	(33,373)	(319,060)	-	-	(360,175)
Depreciaciones	(18)	(3,915)	(20,579)	(159,637)	-	-	(184,149)
Bajas	-	525	115	(2)	-	-	640
Bajas de activos (5)		22	214	1,620	-	-	1,856
Saldos al 31 de diciembre de 2021	(294)	(10,834)	(53,623)	(477,077)	-	-	(541,828)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2021	2,415	12,236	392,668	697,622	91,245	27,796	1,223,982

⁽¹⁾ Relacionadas con la transferencia de "Derechos de exploración" del área operada CS-01 en México desde "Otros activos intangibles" (ver Notas 14 y 29.3.11). Esta transacción no generó flujo de efectivo, ni cargos de depreciación significativos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021.

⁽²⁾ Relacionadas al "Acuerdo de farmout I" (ver Nota 29.3.2.1).

⁽³⁾ Incluyen 2,112 relacionadas a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos (ver Nota 22.1). Esta transacción no generó flujo de efectivo.

⁽⁴⁾ Altas que no generaron flujos de efectivo (ver Nota 29.3.10).

⁽⁵⁾ Incluye 11,784 relacionados a la transferencia de la participación en CASO (ver Nota 29.3.4); y 5,126 relacionado con la transferencia de activos exploratorios de México, que no originaron flujos de efectivo (ver Nota 29.3.11).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 14. Crédito mercantil y otros activos intangibles

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles
Costo		
Saldos al 31 de diciembre de 2021	28,416	12,216
Altas	-	6,030
Bajas	(128) ⁽¹⁾	-
Saldos al 31 de diciembre de 2022	28,288	18,246
Amortización acumulada		
Saldos al 31 de diciembre de 2021	-	(8,338)
Amortizaciones	-	(3,116)
Saldos al 31 de diciembre de 2022	-	(11,454)
Valor neto		
Saldos al 31 de diciembre de 2022	28,288	6,792

⁽¹⁾ Relacionadas con el "Acuerdo de farmout I" (ver Nota 29.3.2.1).

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 son los siguientes:

	Otros activos intangibles				
	Crédito Mercantil	Licencias Software	Derechos de exploración	Total	
Costo					
Saldos al 31 de diciembre de 2020	28,484	10,605	15,359	25,964	
Altas	-	1,611	-	1,611	
Bajas	(68) (1)	-	(30,076) (2)	(30,076)	
Adquisición de activos exploratorios de México	-	-	14,928 ⁽³⁾	14,928	
Baja de activos exploratorios de México	-	-	(14,255) ⁽³⁾	(14,255)	
Reversa deterioro de activos de larga duración	-	-	14,044 (4)	14,044	
Saldos al 31 de diciembre de 2021	28,416	12,216	-	12,216	
Amortización acumulada					
Saldos al 31 de diciembre de 2020	-	(4,883)	-	(4,883)	
Amortizaciones	-	(3,455)	-	(3,455)	
Saldos al 31 de diciembre de 2021	-	(8,338)	-	(8,338)	
Valor neto					
Saldos al 31 de diciembre de 2021	28,416	3,878	-	3,878	

⁽¹⁾ Relacionadas con el "Acuerdo de *farmout I*" (ver Nota 29.3.2.1).

El crédito mercantil surge de la combinación inicial de negocios, principalmente por la capacidad de la Compañía de capturar sinergias únicas que se pueden realizar desde la administración de una cartera de petróleo adquirido y campos existentes.

Al 31 de diciembre de 2022, el mismo ha sido asignado a las siguientes UGEs en Argentina: (i) 22,746 a concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas; y (ii) 5,542 a concesiones operadas convencionales de petróleo y gas. Al 31 de diciembre de 2021, el mismo ha sido asignado a las siguientes UGEs en Argentina: (i) 22,874 a concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas; y (ii) 5,542 a concesiones operadas convencionales de petróleo y gas.

⁽²⁾ Relacionadas con el área operada CS-01 en México transferidas a "Propiedad, planta y equipos" (ver Nota 13). Estas transacciones no generaron flujo de efectivo.

⁽³⁾ Estas transacciones no generaron flujo de efectivo (ver Nota 29.3.11).

⁽⁴⁾ Ver Nota 3.2.2.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2021, se reconoció una reversión del deterioro en los activos de exploración y evaluación por 14,044 relacionados con la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas en México. Además los derechos de exploración fueron transferidos a "Propiedad, planta y equipos" bajo la línea de "Propiedad Minera" debido a la determinación de la factibilidad técnica y viabilidad comercial de dichos activos.

Las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica estimada de 3 (tres) años.

Nota 15. Activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento

Los valores en libros de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento de la Compañía, así como los movimientos por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, se detallan a continuación:

	Activ	Total pagiwas non		
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	Total pasivos por arrendamiento
Saldos al 31 de diciembre de 2021	1,211	25,243	26,454	(27,074)
Altas	-	449	449	(449)
Reestimaciones	348	9,206	9,554	(9,554)
Gastos por depreciación (1)	(573)	(9,656)	(10,229)	-
Pagos	-	-	-	11,494
Gastos por intereses (2)	-	-	-	(3,611)
Saldos al 31 de diciembre de 2022	986	25,242	26,228	(29,194)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación de servicios de perforación que se capitalizan como "Obras en curso" por un monto de 1,827.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en "Obras en curso" por 1,686.

	Activ	Total nasiwas nan		
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	Total pasivos por arrendamiento
Saldos al 31 de diciembre de 2020	1,319	21,259	22,578	(23,681)
Altas	-	7,162	7,162	(7,162)
Reestimaciones	367	1,958	2,325	(2,242)
Gastos por depreciación (1)	(475)	(5,136)	(5,611)	-
Pagos	-	-	-	8,911
Gastos por intereses (2)	<u> </u>	-	-	(2,900)
Saldos al 31 de diciembre de 2021	1,211	25,243	26,454	(27,074)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación de servicios de perforación que se capitalizan como "Obras en curso" por un monto de 1,902.

En línea con lo mencionado en la Nota 2.4.3, por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, se reconocieron en el estado de resultados y otros resultados integrales dentro de "Gastos generales y de administración" contratos de arrendamientos a corto plazo y de bajo valor por 118 y 152, respectivamente.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en "Obras en curso" por 1,821.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 16. Activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido y gastos por impuesto sobre la renta

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos es la siguiente:

	Al 1 de enero de 2022	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2022
Pérdidas fiscales y otros créditos				
fiscales no utilizados (1)	6,972	(2,255)	-	4,717
Provisiones	7,265	(2,559)	-	4,706
Beneficios a empleados	2,913	(467)	1,463	3,909
Activos por derecho de uso, netos	161	877	-	1,038
Otros	(501)	1,948	-	1,447
Activos por impuesto sobre la				
renta diferido	16,810	(2,456)	1,463	15,817
Propiedad, planta y equipos	(150,786)	4,632	-	(146,154)
Ajuste por inflación impositivo	(36,038)	(72,325)	-	(108,363)
Cuentas por cobrar y otras cuentas				
por cobrar	1,784	(3,131)	-	(1,347)
Inversiones corrientes	(1,925)	715	-	(1,210)
Préstamos	(1,225)	304	-	(921)
Inventarios	(1,269)	371	-	(898)
Pasivos por impuesto sobre la				
renta diferido	(189,459)	(69,434)	-	(258,893)
Impuesto sobre la renta diferido,				
neto	(172,649)	(71,890)	1,463	(243,076)
	Al 1 de enero de 2021	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2021
Pérdidas fiscales y otros créditos			resultados	diciembre de
Pérdidas fiscales y otros créditos fiscales no utilizados ⁽¹⁾			resultados	diciembre de
	de 2021	(pérdida)	resultados	diciembre de 2021
fiscales no utilizados (1)	de 2021 37,479	(30,507)	resultados	diciembre de 2021 6,972
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones	37,479 2,473	(30,507)	resultados integrales - -	6,972 7,265
fiscales no utilizados ⁽¹⁾ Provisiones Beneficios a empleados	37,479 2,473	(30,507)	resultados integrales - -	6,972 7,265
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas	37,479 2,473 865	(30,507) 4,792	resultados integrales - -	6,972 7,265 2,913
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	37,479 2,473 865 (561)	(30,507) 4,792 - 2,345	resultados integrales - -	6,972 7,265 2,913
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos	37,479 2,473 865 (561)	(30,507) 4,792 - 2,345	resultados integrales - -	6,972 7,265 2,913
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos Activos por impuesto sobre la	37,479 2,473 865 (561) 264	(30,507) 4,792 - 2,345 (103)	resultados integrales - 2,048	6,972 7,265 2,913 1,784 161
Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos Activos por impuesto sobre la renta diferido	37,479 2,473 865 (561) 264 40,520	(30,507) 4,792 - 2,345 (103) (23,473)	resultados integrales - 2,048	6,972 7,265 2,913 1,784 161 19,095
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos	de 2021 37,479 2,473 865 (561) 264 40,520 (133,911)	(30,507) 4,792 - 2,345 (103) (23,473) (16,875)	resultados integrales - 2,048	6,972 7,265 2,913 1,784 161 19,095 (150,786)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo	37,479 2,473 865 (561) 264 40,520 (133,911) (39,439)	(30,507) 4,792 - 2,345 (103) (23,473) (16,875) 3,401	resultados integrales - 2,048	6,972 7,265 2,913 1,784 161 19,095 (150,786) (36,038)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Inversiones corrientes	de 2021 37,479 2,473 865 (561) 264 40,520 (133,911) (39,439) (135)	(30,507) 4,792 - 2,345 (103) (23,473) (16,875) 3,401 (1,790)	resultados integrales - 2,048	6,972 7,265 2,913 1,784 161 19,095 (150,786) (36,038) (1,925)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Inversiones corrientes Inventarios	de 2021 37,479 2,473 865 (561) 264 40,520 (133,911) (39,439) (135) (822)	(30,507) 4,792 - 2,345 (103) (23,473) (16,875) 3,401 (1,790) (447)	resultados integrales - 2,048	6,972 7,265 2,913 1,784 161 19,095 (150,786) (36,038) (1,925) (1,269)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Inversiones corrientes Inventarios Préstamos Otros Pasivos por impuesto sobre la	37,479 2,473 865 (561) 264 40,520 (133,911) (39,439) (135) (822) (1,212) (3)	(30,507) 4,792 - 2,345 (103) (23,473) (16,875) 3,401 (1,790) (447) (13) (498)	resultados integrales - 2,048	1,784 161 1,786 (36,038) (1,925) (1,225)
fiscales no utilizados (1) Provisiones Beneficios a empleados Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar Activos por derecho de uso, netos Activos por impuesto sobre la renta diferido Propiedad, planta y equipos Ajuste por inflación impositivo Inversiones corrientes Inventarios Préstamos Otros	de 2021 37,479 2,473 865 (561) 264 40,520 (133,911) (39,439) (135) (822) (1,212)	(30,507) 4,792 - 2,345 (103) (23,473) (16,875) 3,401 (1,790) (447) (13)	resultados integrales - 2,048	1,784 161 1,786 (36,038) (1,925) (1,225)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía ha reconocido Pérdidas Operativas Netas ("Net Operating Loss" o "NOL" por sus siglas en inglés) en base de acuerdo con las estimaciones sobre la generación de ganancias imponibles futuras, en Argentina y México.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido se compensan en los siguientes casos: (i) cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos; y (ii) cuando los cargos por impuestos a la renta diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. A continuación se detallan los montos que se revelan en el estado de situación financiera consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	335	2,771
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	335	2,771
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido, neto	243,411	175,420
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	243,411	175,420

La composición del impuesto sobre la renta es la siguiente:

	Año finalizado el 31 de	Año finalizado el 31 de
	diciembre de 2022	diciembre de 2021
Impuesto sobre la renta		_
Impuesto sobre la renta corriente	(92,089)	(62,419)
Impuesto sobre la renta diferido	(71,890)	(39,695)
(Gasto) por impuesto sobre la renta expuesto en el estado de resultados	(163,979)	(102,114)
Impuesto sobre la renta diferido con cargo a otros resultados integrales	1,463	2,048
Total (gasto) por impuesto sobre la renta	(162,516)	(100,066)

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, la tasa efectiva de la Compañía fue 38% y 67%, respectivamente.

A continuación, se muestra una conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el monto resultante de la aplicación de la tasa impositiva sobre la utilidad antes de impuesto sobre la renta:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	433,514	152,764
Tasa de impuesto sobre la renta vigente	30%	30%
Impuesto sobre la renta que surge de aplicar la tasa vigente según las		
normas impositivas vigentes	(130,054)	(45,829)
Ítems que ajustan el impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	(18,735)	(6,600)
Ajuste por inflación	(153,517)	(98,348)
Efecto sobre la medición de partidas monetarias y no monetarias a		
moneda funcional	169,058	86,724
Pérdidas fiscales y otros activos por impuestos diferidos no		
reconocidos	(15,568)	(4,047)
Efecto relacionado con las pérdidas fiscales (1)	-	31,232
Efecto relacionado con el cambio de la tasa impositiva (2)	-	(67,312)
Diferencia en la estimación del impuesto sobre la renta ejercicio		
anterior	6,358	-
Aplicación de créditos fiscales	6,229	9,710
Efecto relacionado con la diferencia en la tasa impositiva en México	(25,762)	(7,637)
Otros	(1,988)	(7)
Total (gasto) impuesto sobre la renta	(163,979)	(102,114)

 $^{^{(1)}\,\}mathrm{Por}$ el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, ver Nota 16.1.

⁽²⁾ Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, incluye principalmente efectos de la Nota 31.1.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía y algunas de sus subsidiarias en México tienen pérdidas fiscales acumuladas, para las cuales no se ha reconocido un activo por impuesto diferido. De acuerdo con la legislación mexicana, estas pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas deberán ser ajustadas anualmente por los índices aplicables. Las pérdidas fiscales acumuladas actualizadas no reconocidas y sus años de vencimientos son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
2027	5,166	4,499
2028	60,727	51,618
2029	27,113	13,781
2030 en adelante	36,203	7,903
Total pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas	129,209	77,801
Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta corriente:		
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Corrientes		
Impuesto sobre la renta, neto de retenciones y anticipos	58,770	44,625
Total corriente	58,770	44,625

16.1. Impuesto sobre la renta corriente

La reforma introducida por la Ley No. 27,541 en Argentina estableció que, para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021, se deberá deducir o gravar el 100% del ajuste inflacionario en el año en el cual el efecto se determina (ver Nota 31.1).

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la determinación de dicho ajuste por inflación le generó a Vista Argentina, subsidiaria de la Compañía, un aumento significativo en la base del impuesto sobre la renta debido a la disparidad en la evolución del Índice de Precios al Consumidor ("IPC") y del tipo de cambio en el transcurso de dicho período.

La Compañía entiende que la aplicación del ajuste por inflación impositivo en este contexto genera una violación de derechos, principios y garantías constitucionales por gravar ganancias ficticias; generando una mayor carga tributaria que resulta constitucionalmente inadmisible, con base a los lineamientos de la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en Argentina.

Adicionalmente, y en éste mismo contexto, Vista Argentina reconoció los efectos de la inflación al momento de efectuar la aplicación de las pérdidas fiscales acumuladas en la base de determinación del impuesto sobre la renta del ejercicio 2021.

Nota 17. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
No Corrientes			
Otras cuentas por cobrar:			
Pagos anticipados, impuestos y otros:			
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	13,630	15,236	
Impuesto al valor agregado ("IVA")	940	4,010	
Impuesto sobre los ingresos brutos	493	765	
-	15,063	20,011	
Activos financieros:			
Préstamos a empleados	801	199	
- -	801	199	
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	15,864	20,210	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
<u>Corrientes</u>		
Cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (neto de reservas por pérdidas		
crediticias esperadas)	38,978	25,224
	38,978	25,224
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:		
IVA	22,939	9,131
Gastos prepagados	13,864	3,633
Impuesto sobre la renta	2,921	860
Impuesto sobre los ingresos brutos	634	42
	40,358	13,666
Activos financieros:		
Saldos por operaciones conjuntas	3,854	2,286
Plan Gas IV (Nota 2.5.2.1)	3,772	1,729
Cuentas por cobrar de terceros	2,172	2,025
Programa de estabilidad de precios de GLP	574	293
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	444	491
Otros	254	382
	11,070	7,206
Otras cuentas por cobrar	51,428	20,872
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	90,406	46,096

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, su valor en libros se considera similar a su valor razonable. Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

Al 31 de diciembre de 2022, las cuentas por cobrar por lo general tienen un plazo de 15 días para las ventas de petróleo y de 50 días para las ventas de gas natural y GLP.

La Compañía provisiona una cuenta por cobrar comercial cuando hay información que indica que el deudor se encuentra en una dificultad financiera grave y no existe una posibilidad realista de recuperación, por ejemplo; cuando el deudor haya sido colocado en liquidación o haya entrado en un procedimiento de quiebra. Ninguna de las cuentas por cobrar comerciales que se hayan dado de baja están sujetas a actividades de cumplimiento. La Compañía ha reconocido una provisión para pérdidas crediticias esperadas del 100% de las cuentas por cobrar con más de 90 días de vencimiento, debido a que la experiencia histórica ha indicado que estas cuentas por cobrar generalmente no son recuperables.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se constituyó una provisión por pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar por 231 y 406, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los movimientos en la provisión para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
Saldo al inicio del año	(406)	(3)	
Reversión (constitución) (Ver Nota 7)	36	(406)	
Diferencias de cambio	139	3	
Saldo al cierre del año	(231)	(406)	

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la exposición máxima al riesgo de crédito corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

Nota 18. Activos y pasivos financieros

18.1 Préstamos

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
No corriente			
Préstamos	477,601	447,751	
Total no corriente	477,601	447,751	
Corriente			
Préstamos	71,731	163,222	
Total corriente	71,731	163,222	
Total préstamos	549,332	610,973	

Los vencimientos de los préstamos de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

, and the second	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
Interés fijo			
Menos de 1 año	48,588	109,016	
De 1 a 2 años	154,895	112,860	
De 2 a 5 años	232,279	214,491	
Más de 5 años	65,427	75,468	
Total	501,189	511,835	
Interés variable			
Menos de 1 año	23,143	54,206	
De 1 a 2 años	-	44,932	
De 2 a 5 años	25,000	-	
Más de 5 años	-	-	
Total	48,143	99,138	
Total préstamos	549,332	610,973	

Ver Nota 18.5.2 para información sobre el valor razonable de los préstamos.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

A continuación, se detalla el valor en libros de los préstamos al 31 de diciembre de 2022 y 2021 que posee la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina:

Compañía	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Banco Galicia, Banco Itaú Unibanco, Banco	Julio 2018	USD	150,000	Variable	LIBOR + 4.50%	Julio 2023	69,121 ⁽²⁾	184,581
Santander Rio y Citibank NA ⁽¹⁾	34110 2010	CSD	150,000	Fijo	8.00%	Juno 2023	05,121	101,501
Banco BBVA S.A.	Julio 2019	USD	15,000	Fijo	9.40%	Julio 2022	-	5,081
Santander International	Enero 2021	USD	11,700	Fijo	1.80%	Enero 2026	68 (2) (3)	137 (3)
Santander International	Julio 2021	USD	43,500	Fijo	2.05%	Julio 2026	79 (2) (3)	60 (3)
Santander International	Enero 2022	USD	13,500	Fijo	2.45%	Enero 2027	28 (2) (3)	-
ConocoPhillips Company	Enero 2022	USD	25,000	Variable	LIBOR + 2.00%	Septiembre 2026	25,594 (2)	-
Bolsas y Mercados Argentinos S.A.	Diciembre 2021	ARS	917,892	Fijo	32.00%	Marzo 2022	-	3,191 (4)
						Total	94,890	193,050

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía debe cumplir con los siguientes ratios financieros, según los parámetros definidos en el contrato de préstamo:

Esta línea de crédito incluye restricciones que restringen, pero no prohíben, entre otras cosas a Vista Argentina, Vista Holding I, Vista Holding II, Aluvional y AFBN, la capacidad de la Compañía para: (i) incurrir o garantizar deuda adicional; (ii) crear gravámenes sobre sus activos para garantizar la deuda; (iii) disponer de activos; (iv) fusionar o consolidar con una persona o un vendedor o vender o disponer de la totalidad o sustancialmente de todos sus activos; (v) cambiar la línea de negocio existente; (vi) declarar o pagar dividendos o devolver cualquier capital; (vii) hacer inversiones; (viii) realizar transacciones con afiliadas; y (ix) cambiar las prácticas contables existentes. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

Adicionalmente, Vista Argentina ha emitido títulos de deuda simples no convertibles, bajo el nombre "Programa de Notas", aprobado por la Comisión Nacional de Valores ("CNV") de la República de Argentina. En la siguiente tabla se detallan los valores en libro de las ON al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
ON II	Agosto 2019	USD	50,000	Fijo	8.50%	Agosto 2022	-	50,492
ON III	Febrero 2020	USD	50,000 (1)	Fijo	3.50%	Febrero 2024	9,607 (2)	50,316
ON IV	Agosto 2020	ARS	725,650	Variable	Badlar + 1.37%	Febrero 2022	-	7,427
ON V	Agosto 2020	USD	20,000 (3)		0.00%	Agosto 2023	-	19,869
ON V	Diciembre 2020	USD	10,000 (3)	Fijo	0.00%	Agosto 2023	-	9,931
ON VI	Diciembre 2020	USD	10,000	Fijo	3.24%	Diciembre 2024	9,968 (2)	9,940
ON VII	Marzo 2021	USD	42,371	Fijo	4.25%	Marzo 2024	42,200 (2)	41,970
ON VIII	Marzo 2021	ARS	3,054,537 (4)	Fijo	2.73%	Septiembre 2024	45,185 (2)	40,888
ON IX	Junio 2021	USD	38,787 (3)	Fijo	4.00%	Junio 2023	-	38,551
ON X	Junio 2021	ARS	3,104,063 (4)	Fijo	4.00%	Marzo 2025	40,765	36,891

⁽i) La relación de la deuda neta consolidada sobre el EBITDA ("Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization") consolidado.

⁽ii) El Índice de Cobertura de Intereses Consolidado al último día de cada trimestre fiscal. El "Ratio de Cobertura de Interés Consolidada" significa la proporción de (a) EBITDA consolidado sobre (b) Gastos de Intereses Consolidados para dicho período.

⁽²⁾ Para mayor información, ver Nota 34.

⁽³⁾ El valor en libros corresponde a intereses, ya que el capital está colateralizado.

⁽⁴⁾ Importe neto de 6,793 de inversiones a corto plazo, otorgadas en garantías.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
ON XI	Agosto 2021	USD	9,230	Fijo	3.48%	Agosto 2025	9,214 (2)	9,196
ON XII	Agosto 2021	USD	100,769	Fijo	5.85%	Agosto 2031	102,504 (2)	102,452
ON XIII	Junio 2022	USD	43,500	Fijo	6.00%	Agosto 2024	43,211	-
ON XIV	Noviembre 2022	USD	40,511 (1)	Fijo	6.25%	Noviembre 2025	36,408	-
ON XV	Diciembre 2022	USD	13,500	Fijo	4.00%	Enero 2025	13,413 (2)	-
ON XVI	Diciembre 2022	USD	63,450 (3)	Fijo	0.00%	Junio 2026	63,079	-
ON XVII	Diciembre 2022	USD	39,118	Fijo	0.00%	Diciembre 2026	38,888	-
						Total	454,442	417,923
						Total préstamos	549,332	610,973

⁽¹⁾ El 10 de noviembre de 2022, la Compañía realizó la cancelación parcial de la ON III mediante la emisión de la ON XIV por un monto de 40,511, neto de 4,135 de ON propias en cartera, lo cual no genero flujo de efectivo. Al 31 de diciembre de 2022, el valor en libros de la ON III incluye 118 de intereses.
(2) Para mayor información, ver Nota 34.

(4) Importe suscripto en UVA actualizables por CER (ver Nota 11.3).

Bajo el mencionado Programa de Notas, Vista Argentina puede ofrecer públicamente y emitir títulos de deuda en Argentina por un monto total de capital de hasta 800,000 o su equivalente en otras monedas en cualquier momento.

18.2 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
Saldos al inicio del año	610,973	539,786	
Préstamos recibidos (1)	228,614	361,203	
Intereses por préstamos ⁽²⁾ (Nota 11.2)	28,886	50,660	
Pago costos de emisión de préstamos	(1,670)	(3,326)	
Pago de intereses de los préstamos	(34,430)	(54,636)	
Pago de capital de los préstamos (1)	(294,917)	(284,695)	
Costo amortizado (2) (Nota 11.3)	2,365	4,164	
Revaluación de préstamos (2) (Nota 11.3)	52,817	19,163	
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera (2)	(45,821)	(21,346)	
Otros resultados financieros (2) (Nota 11.3)	2,515	-	
Saldos al cierre del año	549,332	610,973	

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2022, los préstamos recibidos y los pagos de capital incluyen 99,826 correspondiente al canje de ON mencionado en la Nota 18.1. Al 31 de diciembre 2021 incluye 358,093 de préstamos recibidos y 3,110 de la liberación de bonos del gobierno otorgados en garantía de préstamos anteriores. Dichas transacciones no generaron flujo de efectivo.

18.3 Títulos Opcionales

Junto con la emisión de las acciones comunes de la Serie A en la OPI, la Compañía colocó 65,000,000 de títulos opcionales para comprar, según los términos del título global y acta de emisión originales, un tercio de las acciones comunes de la Serie A un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos opcionales de suscripción de acciones Serie A"). Bajo dichos términos, estos títulos opcionales vencían el 4 de abril de 2023 o antes si, después de la opción de ejercicio, el precio de cierre de una acción Serie A por 20 días de negociación dentro de un período de 30 días de negociación aplicable era igual o superior al precio equivalente de USD 18.00 y la Compañía decidía terminar anticipadamente el período de ejercicio de los mismos. En el caso de que la Compañía declarase una terminación anticipada, tendría el derecho de declarar que el ejercicio de los Títulos de suscripción de acciones Serie A se realizara mediante un ejercicio "sin pago en efectivo". Si la Compañía elegía el ejercicio sin pago efectivo,

⁽³⁾ Con fecha 6 de diciembre de 2022, la Compañía canceló las ONs V y IX por un total de 68,787, mediante: i) la emisión de la ON XVI por 60,935 y; ii) pago de capital remanente por 7,852. Consecuentemente, la ON XVI fue emitida por un monto total de 63,450, de los cuales; i) 60,935 corresponden al canje antes mencionado y; ii) 2,515 corresponden al resultado generado por el canje. (ver Nota 11.3).

⁽²⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

los tenedores de los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A que eligieran ejercerlos deberían hacerlo mediante su entrega y recibir un número variable de acciones de la Serie A resultante de la fórmula establecida en el acta de emisión de los Títulos Opcionales, que capturaba el promedio de equivalente en USD del precio de cierre de las acciones Serie A durante un período de 10 días.

Substancialmente al mismo tiempo, los promotores de la Compañía compraron un total de 29,680,000 de títulos opcionales para comprar un tercio de una acción ordinaria Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos opcionales") por 14,840 en una colocación privada que se realizó concurrentemente con el cierre de la OPI en México. Los títulos opcionales son idénticos y fungibles con los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A; sin embargo, los primeros, podrían tener diferencias en relación con su terminación anticipada y podían ejercerse por dinero en efectivo o sin efectivo por un número variable de acciones Serie A a discreción de los promotores de la Compañía o sus cesionarios autorizados. Si los títulos opcionales eran mantenidos por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los Títulos Opcionales.

El 13 de febrero de 2019 la Compañía completó la venta de 5,000,000 de títulos opcionales para la compra de un tercio de las acciones comunes Serie A de conformidad con un acuerdo de compra a plazo y cierto compromiso de suscripción, a un precio de ejercicio de 11.50 USD/acción (los "Títulos de suscripción de acciones").

El 4 de octubre de 2022 la asamblea de tenedores de los Títulos Opcionales de compra emitidos por la Compañía (identificados con la clave de pizarra "VTW408A-EC001" - los "Títulos Opcionales"), aprobó las modificaciones al acta de emisión y al título global que ampara los mismos. En virtud de lo cual se estableció un mecanismo de ejercicio sin pago de efectivo que permite a los tenedores, obtener una acción serie A representativa del capital social de la Compañía por cada 31 Títulos Opcionales de los que sean propietarios.

Al 4 de octubre de 2022, el pasivo por títulos opcionales fue cancelado por 32,894, monto equivalente a las 3,215,483 acciones serie A, expuesto en el rubro "Otros instrumentos del capital contable" (ver Nota 18.5.1 y 21.1).

De esta forma al 31 de diciembre de 2022, se colocaron en circulación 2,038,643 acciones Serie A (Para mayor información, ver Nota 34). Las mismas no poseen valor nominal (ver Nota 21.1).

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
No corriente			
Títulos opcionales	-	2,544	
Total no corriente	-	2,544	

18.4 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

Al 31 de diciembre de 2022	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Activos			
Activos del plan (Nota 23)	1,055	5,703	6,758
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	801	-	801
Total activos financieros no corrientes	1,856	5,703	7,559
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	41,516	202,869	244,385
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	50,048		50,048
Total activos financieros corrientes	91,564	202,869	294,433
Pasivos			
Préstamos (Nota 18.1)	477,601	-	477,601
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	20,644	<u>-</u> _	20,644
Total pasivos financieros no corrientes	498,245	-	498,245

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2022	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Préstamos (Nota 18.1)	71,731		71,731
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	221,013	_	221,013
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	8,550	_	8,550
Total pasivos financieros corrientes	301,294	-	301,294
Al 31 de diciembre de 2021	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Activos	costo unioi tizutto	valor razonabie	- Interior of
Activos del plan (Nota 23)	7,594	=	7,594
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	199	-	199
Total activos financieros no corrientes	7,793		7,793
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	185,546	129,467	315,013
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	32,430	-	32,430
Total activos financieros corrientes	217,976	129,467	347,443
Pasivos			
Préstamos (Nota 18.1)	447,751	-	447,751
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	50,159	-	50,159
Títulos opcionales (Nota 18.3)	-	2,544	2,544
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	19,408		19,408
Total pasivos financieros no corrientes	517,318	2,544	519,862
Préstamos (Nota 18.1)	163,222	-	163,222
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	138,482	-	138,482
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	7,666		7,666
Total pasivos financieros corrientes	309,370		309,370

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022:

	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	809	-	809
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(28,886)	-	(28,886)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(2,365)	-	(2,365)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales			
(Nota 11.3)	-	(30,350)	(30,350)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta			
(Nota 11.3)	33,263	-	33,263
Descuento de activos y pasivos a valor presente			
(Nota 11.3)	(2,561)	-	(2,561)
Cambios en el valor razonable de activos financieros			
(Nota 11.3)	=	(17,599)	(17,599)
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(1,925)	-	(1,925)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de			
pozos (Nota 11.3)	(2,444)	-	(2,444)
Revaluación de préstamos (Nota 11.3)	(52,817)	-	(52,817)
Otros (Nota 11.3)	9,242		9,242
Total	(47,684)	(47,949)	(95,633)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021:

	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	65	-	65
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(50,660)	-	(50,660)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(4,164)	-	(4,164)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales			
(Nota 11.3)	-	(2,182)	(2,182)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta			
(Nota 11.3)	14,328	-	14,328
Descuento de activos y pasivos a valor presente			
(Nota 11.3)	(2,300)	-	(2,300)
Cambios en el valor razonable de activos financieros			
(Nota 11.3)	=	5,061	5,061
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(1,079)	-	(1,079)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de			
pozos (Nota 11.3)	(2,546)	-	(2,546)
Revaluación de préstamos (Nota 11.3)	(19,163)	-	(19,163)
Otros (Nota 11.3)	4,851		4,851
Total	(60,668)	2,879	(57,789)

18.5 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre como la Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

18.5.1 Valor razonable de los activos y pasivos financieros de la Compañía que se miden a valor razonable de forma recurrente

La Compañía clasifica las mediciones del valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, que refleja la relevancia de las variables utilizadas para realizar esas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) para activos o pasivos idénticos en mercados activos.
- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 observable para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).
- Nivel 3: Datos de activos o pasivos basados en información que no se puede observar en el mercado (es decir, datos no observables).

Las siguientes tablas muestran los activos y pasivos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Al 31 de diciembre de 2022	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos			_	
Activos financieros a valor razonable con				
cambios en resultados				
Inversiones corrientes	202,869	-	-	202,869
Activos del plan	5,703	<u> </u>	<u> </u>	5,703
Total activos	208,572	-	-	208,572

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2021	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos		_		_
Activos financieros a valor razonable con				
cambios en resultados				
Inversiones corrientes	129,467	_		129,467
Total activos	129,467	-		129,467
Al 31 de diciembre de 2021	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
Pasivos financieros a valor razonable con				
cambios en resultados				
Títulos opcionales		-	2,544	2,544
Total pasivos			2,544	2,544

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios cotizados en el mercado a la fecha de estos estados financieros consolidados. Un mercado se considera activo cuando los precios cotizados están disponibles regularmente a través de una bolsa de valores, un corredor, una institución específica del sector o un organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones de mercado regulares y actuales entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado utilizado para los activos financieros mantenidos por la Compañía es el precio de oferta actual. Estos instrumentos están incluidos en el Nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina utilizando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable en el mercado, cuando está disponible, y se basan lo menos posible en estimaciones específicas de la Compañía. Si se pueden observar todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero, el instrumento se incluye en el Nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para determinar el valor razonable no se pudieron observar en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el Nivel 3.

No hubo transferencias entre el Nivel 1 y el Nivel 2 durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021.

El valor razonable de los títulos opcionales se determinó utilizando el modelo de precios de títulos de suscripción de acciones de Black & Scholes teniendo en cuenta la volatilidad esperada de las acciones ordinarias de la Compañía al estimar la volatilidad futura del precio de las acciones de la Compañía. La tasa de interés libre de riesgo para la vida útil esperada de los títulos opcionales se basó en el rendimiento disponible de los bonos de referencia del gobierno con un plazo restante equivalente aproximado en el momento de la subvención. La vida esperada se basó en el término contractual.

Los siguientes supuestos se utilizaron para estimar el valor razonable del pasivo de los títulos opcionales al 31 de diciembre de 2021:

	Al 31 de diciembre de 2021
Volatibilidad anualizada	39.94%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	7.15%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	0.55%
Período restante en años	1.29 años

Esta es una medición de valor razonable recurrente de Nivel 3. Las entradas clave de Nivel 3 utilizadas por la Gerencia para determinar el valor razonable son el precio de mercado y la volatilidad esperada. Al 31 de diciembre de 2021: (i) si el precio de mercado aumentara en 0,10 esto aumentaría la obligación en aproximadamente 277; (ii) si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 258; (iii) si la volatilidad aumentara en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 135; y (iv) si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 133.

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía liquidó los pasivos financieros por títulos opcionales.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Saldo del pasivo de título opcionales al comienzo del año	2,544	362
Pérdida por cambios en el valor razonable de los títulos opcionales		
(Nota 11.3)	30,350	2,182
Otros instrumentos del capital contable	(32,894)	-
Saldo al cierre del año	-	2,544

18.5.2 Valor razonable de activos y pasivos financieros que no se miden a valor razonable (pero se requieren revelaciones de valor razonable)

Excepto por lo detallado en la siguiente tabla, la Compañía considera que los valores en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos en los estados financieros consolidados se aproximan a sus valores razonables, tal como se explica en las notas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2022	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos	549,332	459,122	2
Total pasivos	549,332	459,122	
Al 31 de diciembre de 2021	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Al 31 de diciembre de 2021 Pasivos	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
	Valor en libros 610,973	Valor razonable 560,409	Nivel 2

18.6 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros

18.6.1 Factores de riesgo financiero

Las actividades de la Compañía están sujetas a varios riesgos financieros: riesgo de mercado (incluido el riesgo de tipo de cambio, riesgo de precio y riesgo de tasa de interés), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión de riesgos financieros está incluida dentro de las políticas globales de la Compañía y existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la Compañía. Dicha estrategia busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el departamento de finanzas de la Compañía, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres, que pueden afectar adversamente la estrategia, el desempeño, los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía.

18.6.1.1 Riesgo de mercado

Riesgo de tipo de cambio

La situación financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones son sensibles a las variaciones en el tipo de cambio entre el USD y el ARS. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía realizó operaciones de cobertura de tipo de cambio y el impacto en los resultados se registraron en "Otros resultados financieros".

La mayoría de las ventas de la Compañía están denominadas directamente en USD o bien la evolución de las ventas siguen la evolución de la cotización de esta moneda.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021, el ARS se depreció aproximadamente 72% y 22%, respectivamente.

La siguiente tabla demuestra la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los tipos de cambio ARS frente al USD, con todas las demás variables mantenidas constantes. El impacto en la utilidad de la Compañía se debe a los cambios en el valor razonable de los activos y pasivos denominados en otras monedas distintas del USD, la moneda funcional de la Compañía. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativa.

	Al 31 de diciembre	Al 31 de diciembre
	de 2022	de 2021
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 78 %	+/- 63%
Efecto en la utilidad o pérdida	(57,193) / 57,193	(69,835) / 69,835
Efecto en el patrimonio	(57,193) / 57,193	(69,835) / 69,835

Ambiente inflacionario en Argentina

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la tasa acumulada de inflación a tres (3) años alcanzó un nivel de alrededor del 300 % y 216%, respectivamente.

Riesgo de precio

Los instrumentos financieros de la Compañía no están significativamente expuestos a los riesgos de los precios internacionales de los hidrocarburos debido a las actuales políticas regulatorias, económicas, gubernamentales y que los precios internos del gas no se ven directamente afectados a corto plazo debido a las variaciones en el mercado internacional.

Además, las inversiones de la Compañía en activos financieros clasificados como "a valor razonable con cambios en resultados" son sensibles al riesgo de cambios en los precios de mercado resultantes de incertidumbres sobre el valor futuro de dichos activos financieros.

La Compañía estima que siempre que todas las otras variables permanezcan constantes, una revaluación (devaluación) de cada precio de mercado que se detalla a continuación generaría el siguiente aumento (disminución) en la utilidad (pérdida) del ejercicio antes de impuestos en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados detallados en la Nota 18.5 de estos estados financieros consolidados:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Variación en bonos del gobierno	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	243 / (243)	380 / (380)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	20,044 / (20,044)	12,567 / (12,567)

Riesgo de tasa de interés

La gestión del riesgo de tasa de interés busca minimizar los costos financieros y limitar la exposición de la Compañía a los aumentos de tasas de interés.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, la tasa de interés promedio fue de 57 % y 40%, respectivamente.

El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés en sus flujos de efectivo debido a la posible volatilidad que pueden experimentar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, ya que podrían ser considerablemente más elevadas que las tasas variables. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, aproximadamente el 9 % y 16% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables. Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, la tasa de interés variable para los préstamos denominados en USD era del 4.55% y 4.81% respectivamente, y para los préstamos denominados en ARS de 36.31% y 35.55%, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La Compañía busca mitigar su exposición al riesgo de tasa de interés a través del análisis y evaluación de (i) las diferentes fuentes de liquidez disponibles en el mercado financiero y de capital, tanto nacionales como internacionales (si están disponibles); (ii) alternativas de tasas de interés (fijas o variables), monedas y términos disponibles para compañías en un sector, industria y riesgo similar al de la Compañía; (iii) la disponibilidad, el acceso y el costo de los contratos de cobertura de tasas de interés. Al hacer esto, la Compañía evalúa el impacto en las ganancias o pérdidas resultantes de cada estrategia sobre las obligaciones que representan las principales posiciones con intereses.

En el caso de las tasas fijas y en vista de las condiciones actuales del mercado, la Compañía considera que el riesgo de una disminución significativa en las tasas de interés es bajo y, por lo tanto, no prevé un riesgo sustancial en su endeudamiento a tasas fijas.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

18.6.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito, según las definiciones de la Gerencia en base a calificaciones internas o externas. La Compañía realiza evaluaciones crediticias constantes sobre la capacidad financiera de sus clientes, lo que minimiza el riesgo potencial de pérdidas crediticias esperadas. El riesgo de crédito del cliente se gestiona sujeto a la política, los procedimientos y los controles establecidos por la Compañía relacionados con la gestión del riesgo de crédito del cliente. Las cuentas por cobrar pendientes son monitoreadas regularmente.

El riesgo de crédito representa la exposición a posibles pérdidas resultantes del incumplimiento de los clientes por las obligaciones asumidas. Este riesgo se deriva principalmente de factores económicos y financieros.

La Compañía ha establecido una reserva para pérdidas crediticias esperadas que representa la mejor estimación de posibles pérdidas asociadas con las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

La Compañía tiene la siguiente concentración de riesgo de crédito con respecto a su participación en todas las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y en los ingresos por cada año.

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:	_	
Clientes Raizen Argentina S.A. Trafigura Argentina S.A. PEMEX Cinergia Chile S.p.a	32% 19% 18% 10%	53% 2% 8%
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Trafigura Argentina S.A.	26%	40%
Trafigura Pte LTD	21%	-
Raizen Argentina S.A. Valero Marketing and Supply Company	20% 8%	26% 10%
Gas Natural		
Cinergia Chile S.p.a	22%	=
Generación Mediterránea S.A.	9%	15%
Rafael G. Albanesi S.A.	8%	11%
Cía. Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.	7%	10%

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Ningún otro cliente individual tiene una participación en el monto total de estas cuentas por cobrar o ingresos que excedan el 10% en alguno de los años presentados.

La Compañía no mantiene garantías como seguros. La Compañía evalúa la concentración de riesgo con respecto a las cuentas por cobrar y otras cuentas como alta, ya que sus clientes se concentran como se detalla anteriormente.

A continuación, se presenta la información sobre la exposición al riesgo de crédito en las cuentas por cobrar de la Compañía:

Al 31 de diciembre de 2022	A vencer	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total
Días vencidos				
Importe bruto total estimado del incumplimiento	32,921	6,057	231	39,209
Pérdida crediticia esperada	-	-	(231)	(231)
•			-	38,978
Al 31 de diciembre de 2021	A vencer	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total
Días vencidos				
Importe bruto total estimado del incumplimiento	23,729	1,495	406	25,630
Pérdida crediticia esperada	_	_	(406)	(406)

El riesgo crediticio de los fondos líquidos y otras inversiones financieras es limitado, ya que las contrapartes son instituciones bancarias de alta calidad crediticia. Si no hay calificaciones de riesgo independientes, el área de control de riesgo evalúa la solvencia del cliente, basándose en experiencias pasadas y otros factores.

18.6.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado con la capacidad de la Compañía para financiar sus compromisos y llevar a cabo sus planes de negocios con fuentes financieras estables, así como con el nivel de endeudamiento y el perfil de vencimientos de la deuda financiera. La proyección del flujo de efectivo es realizada por el departamento financiero.

La Gerencia de la Compañía supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para garantizar la suficiencia de efectivo e instrumentos financieros líquidos para satisfacer las necesidades operativas. De esta manera, el objetivo es que la Compañía no infrinja los niveles de endeudamiento o las restricciones, si corresponde, de cualquier línea de crédito. Esas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de la deuda de la Compañía, el cumplimiento de las restricciones y, si corresponde, los requisitos regulatorios o legales externos, tales como, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera.

El exceso de efectivo y los saldos por encima de los requisitos de gestión del capital de trabajo son administrados por el departamento de finanzas de la Compañía, que los invierte en fondos comunes de inversión y fondos monetarios de mercado seleccionando instrumentos con monedas y vencimientos oportunos, y una calidad crediticia y liquidez adecuadas para proporcionar un margen suficiente según lo determinado en las proyecciones anteriormente mencionada.

La Compañía mantiene sus fuentes de financiamiento diversificadas entre los bancos y el mercado de capitales, y está expuesta al riesgo de refinanciamiento al vencimiento.

A continuación, se detalla la determinación del índice de liquidez de la Compañía al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Activos Corrientes	347,690	375,070
Pasivos Corrientes	408,344	385,738
Índice de liquidez	0.852	0.972

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La siguiente tabla incluye un análisis de los pasivos financieros de la Compañía, agrupados según sus fechas de vencimiento y considerando el período restante hasta su fecha de vencimiento contractual desde la fecha de los estados financieros.

Los importes mostrados en la tabla son los flujos de fondos contractuales no descontados.

Pasivos

Al 31 de diciembre de 2022	financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
A vencer:			
Menos de 1 año	229,563	71,731	301,294
De 1 a 2 años	5,147	154,895	160,042
De 2 a 5 años	9,998	257,279	267,277
Más de 5 años	5,499	65,427	70,926
Total	250,207	549,332	799,539
	Pasivos financieros, excluyendo	Préstamos	Total
Al 31 de diciembre de 2021	préstamos		
A vencer:	146 140	1.62.222	200 270
Menos de 1 año	146,148	163,222	309,370
De 1 a 2 años	58,372	157,792	216,164
De 2 a 5 años			
Más de 5 años	9,688 4,051	214,491 75,468	224,179 79,519

18.6.1.4 Otros riesgos

Total

Acceso al mercado de cambios en Argentina

A continuación, se detalla el marco normativo establecido por el Banco Central de la República Argentina ("BCRA") durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022; por medio del cual se establecieron ciertos límites y ajustes para el atesoramiento y consumos en moneda distinta al ARS; y para la adquisición de divisas a las que puede acceder la Compañía:

218,259

610,973

(i) Comunicación "A" 7490 y complementarias

Con fecha 12 de abril de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7490, el BCRA promulgó un nuevo texto ordenado de las normas de "Exterior y cambios" mediante el cual, entre otras cosas prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022:

- (a) las restricciones cambiarias aplicables a los pagos de importaciones;
- (b) la conformidad previa para cursar pagos de endeudamientos financieros del exterior con acreedores vinculados; y
- (c) las normas en materias de refinanciación de pasivos externos ("T.O. Exterior y Cambios").

(ii) Comunicación "A" 7507 y complementarias

Con fecha 5 de mayo de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7507, el BCRA estableció, entre otras cosas, incorporar a las normas de "Exterior y cambios" algunas modificaciones relativas al acceso al mercado de cambios para cursar pagos de importaciones de bienes; y extendió el plazo de vigencia de restricciones para el acceso al mercado de cambios para determinados endeudamientos financieros hasta el 31 de diciembre de 2023.

En tal sentido, el BCRA exige que las compañías que tengan endeudamientos financieros con el exterior; y con pagos de capital programados dentro del período comprendido entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2022 (el "Período Relevante"); deberán presentar un plan de refinanciación (el "Plan de Refinanciación") conforme los siguientes criterios: (a) el monto neto por el cual el deudor podrá acceder al mercado de cambios en los plazos originales no podrá superar el 40% del monto de capital que vencía en el Período Relevante; y (b) el monto relacionado con el 60% restante del capital adeudado, deberá ser refinanciado mediante un nuevo endeudamiento con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El esquema de refinanciación se considerará completo cuando el deudor acceda al mercado de cambios para cancelar capital por un monto superior al 40% del capital original, en la medida que posea una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" o con una certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural en concepto de: (a) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; (b) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas; y (c) la operación se concrete mediante una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una "Cuenta especial para el régimen de fomento de la economía del conocimiento" del cliente y el cliente cuente con una "Certificación por aportes de inversión directa en el marco del Régimen de Fomento de la Economía del Conocimiento.

(iii) Comunicación "A" 7532 y complementarias

Con fecha 27 de junio de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7532, el BCRA incorporó requisitos adicionales para las operaciones de clientes alcanzadas por el Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios ("SIMPES"). A tal efecto, solo se dará acceso al mercado de cambios en la medida que se verifique alguna de las siguientes condiciones:

- (a) la Compañía cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto acumulado (incluyendo el pago que se pretende cursar; y aquellos cursados por el cliente a través del mercado de cambios por los conceptos alcanzados por la SIMPES, en el año calendario en curso), 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 50,000 (cincuenta mil), se adoptará este último monto o el límite anual, de los dos el 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 cumpla las siguientes condiciones: (i) quede encuadrado en los mecanismos previstos en los puntos 3.18. y 3.19 del T.O. Exterior y Cambios; (ii) corresponda a los conceptos "S08. Prima de seguros" y "S09. Pago de siniestros"; y (iii) se produzca a partir de los 180 (ciento ochenta) días corridos de la fecha de la prestación efectiva del servicio;
- (c) el cliente por su parte: (i) acceda 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 al menos el 50% del capital tenga vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días; (ii) acceda 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.

(iv) Comunicación "A" 7552 y complementarias

Con fecha 21 de julio de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7552, el BCRA incluyó a la tenencia de certificados de depósitos argentinos ("CEDEAR") en el límite de disponibilidad de 100,000 (cien mil) que pueden tener quienes acceden al mercado oficial de cambios.

En este sentido, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada donde conste el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente; y la constancia del día en que se solicita el acceso al mercado, validando que en los 90 (noventa) días corridos anteriores: (a) no ha concertado ventas en el país de títulos de valores con liquidación en moneda extranjera; (b) no ha realizado canjes de títulos emitidos por residentes por activos externos; (c) no ha realizado transferencias de títulos de valores a entidades del exterior; (d) no ha adquirido en el país títulos de valores emitidos por no residentes con liquidación en ARS; (e) no ha adquirido certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras; (f) no ha adquirido títulos de valores representativos de deuda privada emitidos en el exterior; (g) no ha entregado fondos en moneda local ni otros activos locales 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.

Lo indicado los puntos (e) a (g) regirá para las operaciones concertadas a partir del 22 de julio de 2022.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Asimismo, se establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo.

(v) Comunicación "A" 7570

Con fecha 5 de agosto de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7570. el BCRA estableció que los anticipos y los pre y post financiaciones del exterior deberán ser ingresadas en el mercado de cambios dentro de los 5 (cinco) días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, contando con un plazo adicional de 10 (diez) días corridos. Este plazo se ampliará a 180 (ciento ochenta) días corridos de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, cuando el cliente cumpla la totalidad de las siguientes condiciones: (a) la transferencia de las divisas haya ingresado en la cuenta de corresponsalía de la entidad local entre el 4 de agosto y el 4 de noviembre de 2022; (b) el cliente haya registrado liquidaciones de divisas en el mercado de cambios por anticipos, pre y post financiaciones del exterior en el año 2022 por un monto igual o superior al equivalente a 100,000 (cien mil); (c) el cliente ingrese los fondos para su acreditación en una "Cuenta especial para acreditar financiación de exportaciones" de su titularidad hasta que se concrete la liquidación; y (d) la transferencia al exterior de los fondos que permanezcan como transferencias pendientes de liquidación requerirá la conformidad previa del BCRA.

(vi) Comunicación "A" 7621 y complementarias

Con fecha 13 de octubre de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7621, el BCRA extendió el plazo de vigencia de restricciones para el acceso al mercado de cambios para: (a) la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor; y (b) la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior en el caso que el pago corresponda a vencimientos de capital, hasta el 31 de diciembre de 2023.

(vii) Comunicación "A" 7622 y complementarias

Con fecha 13 de octubre de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7622, el BCRA estableció que a partir del 17 de octubre de 2022, se otorgará 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, que consta en la declaración SIRA, o (b) el pago se concrete mediante un 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) se verifique alguna de las situaciones detalladas en el punto 8 de la presente.

Además, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP, se cumplan los restantes requisitos normativos aplicables y el pago encuadre en alguna de las situaciones detalladas.

(viii) Comunicación "A" 7626 y complementarias

Con fecha 28 de octubre de 2022, por medio de la Comunicación "A" 7626, el BCRA estableció que el cliente que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto No. 277/22)" podrá acceder al mercado de cambios por hasta el monto de la certificación para realizar: (a) pagos de capital de deudas comerciales por la importación de bienes o servicios, sin la necesidad de contar con la conformidad previa requerida en la Comunicación "A" 7532 o dar cumplimiento al plazo previsto en la Comunicación "A" 7622; (b) pagos de utilidades y dividendos a accionistas no residentes en la medida que se verifiquen los requisitos previstos en el T.O. Exterior y Cambios; (c) pagos de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor sin la conformidad previa requerida en el T.O. Exterior y Cambios; (d) pagos de capital de deudas financieras en moneda extranjera por encima del monto resultante de los parámetros establecidos; y (e) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales en el marco de lo dispuesto en el T.O. Exterior y Cambios.

Los beneficiarios del Régimen de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo ("RADPIP") y/o Régimen de acceso a divisas para la producción incremental de gas natural ("RADPIGN") deberán nominar una única entidad financiera local que será la responsable de emitir las certificaciones y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado de cambios.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La entidad nominada deberá tomar registro de los montos de los beneficios reconocidos por la Secretaría de Energía en el marco del Decreto No. 277/22 a favor del cliente, dejando constancia del período al que corresponde el beneficio y el monto total del beneficio en USD obtenido para el período.

Por último, dispone que los clientes también podrán acceder al mercado de cambios para cursar pagos de capital de endeudamientos financieros con el exterior en la medida que se cumplan las condiciones que se detallan, aclarando que, en todos los casos, se deberá acreditar el cumplimiento de los restantes requisitos generales y específicos que sean aplicables a la operación en virtud de la normativa cambiaria vigente.

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía ha tomado todas las acciones necesarias para dar cumplimiento a lo establecido por las comunicaciones antedichas y continúa monitoreando nuevos cambios al marco normativo y el impacto que tendrían en la cancelación de deudas en monedas distintas al ARS.

Nota 19. Inventarios

- Total 27 Inventurios	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Materiales y repuestos	8,177	8,739
Inventario de petróleo crudo (Nota 6.2)	4,722	5,222
Total	12,899	13,961
Nota 20. Caja, bancos e inversiones corrientes		
• ,	Al 31 de diciembre	Al 31 de diciembre
	de 2022	de 2021
Fondos comunes de inversión	202,165	126,204
Bancos	23,910	78,098
Fondos monetarios de mercado	15,881	106,915
Bonos del gobierno	2,429	3,796
Total	244,385	315,013

El equivalente de efectivo incluye los recursos disponibles en efectivo y en banco y aquellas inversiones con un vencimiento inferior a 3 (tres) meses. A efectos del estado de flujo de efectivo consolidado, en la siguiente tabla se muestra una conciliación entre caja, bancos e inversiones corrientes y el efectivo y equivalente:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Caja, bancos e inversiones corrientes	244,385	315,013
Menos		
Bonos del gobierno	(2,429)	(3,796)
Efectivo y equivalente de efectivo	241,956	311,217

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 21. Capital social y gestión del riesgo de capital

21.1 Capital social

El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el capital social de la Compañía para los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

	Series A	Series C	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2020	659,400	-	659,400
Número de acciones	87,851,286	2	87,851,288
Reducción de capital según Asamblea General			
Ordinaria de fecha 14 de diciembre de 2021	(72,695)	_	(72,695)
Número de acciones	-	-	-
Acciones Serie A a concederse en LTIP	1	-	1
Número de acciones	778,591	-	778,591
Saldo al 31 de diciembre de 2021	586,706	-	586,706
Número de acciones	88,629,877	2	88,629,879
Reducción de capital social adoptada por el Consejo de Administración del 27 de septiembre de 2022	(39,530)	-	(39,530)
Número de acciones	-	-	-
Ejercicio sin pago en efectivo de títulos opcionales			
según Asamblea General de tenedores de títulos opcionales del 4 de octubre de 2022	-	-	-
Número de acciones	2,038,643	-	2,038,643
Recompra de acciones	(29,304)	-	(29,304)
Número de acciones recompradas	(3,234,163)	-	(3,234,163)
Acciones Serie A a concederse en LTIP	1	-	1
Número de acciones	972,121	-	972,121
Saldo al 31 de diciembre de 2022	517,873		517,873
Número de acciones	88,406,478	2	88,406,480

1) Acciones Serie A

El 15 de agosto de 2017, la Compañía concluyó su OPI en la BMV; y como resultado de la misma se colocaron en circulación 65,000,000 de acciones Serie A.

El 18 de diciembre de 2017, se aprobó un aumento de capital social por un monto de hasta 1,000 con el objeto de apoyar la Combinación Inicial de Negocios de la Compañía. Para representar dicho aumento, se emitieron 100,000,000 de acciones Serie A, las cuales se mantuvieron en la tesorería de la Compañía para su posterior suscripción y pago.

Como se revela en la Nota 32, el 22 de marzo de 2018, los accionistas de la Compañía aprobaron que de las acciones descritas en el párrafo anterior, 8,750,000 se mantengan en tesorería para implementar el LTIP.

Asimismo, el 4 de abril de 2018 la Compañía consumó su Combinación Inicial de Negocios, por un monto de 653,781 menos costos de emisión de 26,199. Como resultado de lo cual y después de dar efectos a la emisión y colocación de ciertas acciones de la Compañía, a ciertas cancelaciones de dichas acciones, y la conversión de todas las acciones serie B a acciones serie A, se encontraban en circulación 70,409,315 acciones Serie A a dicha fecha.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Con fecha 13 de febrero de 2019 la Compañía completó la venta de 5,500,000 acciones serie A con Kensington Investements B.V.

El 25 de julio de 2019, la Compañía realizó una oferta pública en México y Estados Unidos, mediante la colocación de 10,906,257 acciones Serie A. Ambas ofertas se realizaron a un precio equivalente a USD 9.25 por Acción Serie A. Por la oferta global la Compañía obtuvo recursos netos de gastos de emisión por 91,143.

El 14 de diciembre de 2021, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas aprobó la reducción de la parte variable del capital social de la Compañía por un monto de 72,695 para la absorción de las pérdidas acumuladas al 30 de septiembre de 2021, según los estados financieros no consolidados de la Compañía. Esta operación no requirió cancelación de acciones Serie A, ya que las mismas no poseen valor nominal. Asimismo esta operación no generó ningún efecto impositivo en México.

El 27 de septiembre de 2022, el Consejo de Administración aprobó la reducción de la parte variable del capital social de la Compañía por un monto de 39,530 para la absorción de las pérdidas acumuladas al 31 de agosto de 2022, según los estados financieros no consolidados de la Compañía. El 7 de diciembre de 2022, mediante Asamblea General Ordinaria se ratificó la transacción. Esta operación no requirió cancelación de acciones Serie A, ya que las mismas no poseen valor nominal. Asimismo esta operación no generó ningún efecto impositivo en México.

El 4 de octubre de 2022 la asamblea de tenedores de los títulos opcionales emitidos por la Compañía (identificados con la clave de pizarra "VTW408A-EC001" - los "títulos opcionales"), aprobó las modificaciones al acta de emisión y al título global que ampara dichos títulos opcionales. En virtud de lo cual se estableció un mecanismo de ejercicio sin pago de efectivo que permite a los tenedores, obtener una acción Serie A representativa del capital social de la Compañía por cada 31 títulos opcionales de los que sean propietarios (Ver Nota 18.3). Como resultado, se pondrán en circulación un máximo de 3,215,483 acciones, una vez convertidos todos los títulos opcionales. De esta forma al 31 de diciembre de 2022, se colocaron en circulación 2,038,643 acciones Serie A (Para mayor información, ver Nota 34). Las mismas no poseen valor nominal, y la suma restante de este canje se expone en el rubro de "Otros instrumentos del capital contable".

El 26 de abril y el 7 de diciembre de 2022, a través de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria, los accionistas de la Compañía aprobaron la creación de un fondo de recompra de acciones por 23,840 y 25,625, según los estados financieros no consolidados de la Compañía (Ver Nota 21.2). Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, la Compañía recompró 3,234,163 acciones Serie A por un monto total de 29,304, las cuales a la fecha de este reporte se encuentran reservadas en tesorería. A la fecha de estos estados financieros consolidados, esta operación no generó ningún efecto fiscal en México.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el capital social variable de la Compañía está compuesto por 88,406,478 y 88,629,877 acciones Serie A, respectivamente, sin expresión de valor nominal, cada una de las cuales otorga derecho a un voto, las cuales están totalmente suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el capital social autorizado de la Compañía incluye 40,385,761 y 40,162,362 acciones comunes Serie A, respectivamente, que se encuentran reservadas en tesorería, y pueden ser usadas con títulos opcionales y LTIP.

2) Series C

La porción variable del capital social es una cantidad ilimitada, de acuerdo con el estatuto social y las leyes aplicables, mientras que la porción fija de capital social está dividida en 2 acciones clase C.

21.2 Reserva legal y reserva para recompra de acciones

De acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas, la Compañía debe asignar al menos el 5% de la utilidad neta del año para aumentar la reserva legal hasta que alcance el 20% del capital social, utilizando como base los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Con fecha 26 de abril de 2022, mediante Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria, los accionistas de la Compañía aprobaron la creación de una reserva para la recompra de acciones propias por un monto total de 23,840, y la constitución de la reserva legal por 1,255, ambas en base a los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Con fecha 7 diciembre de 2022, mediante Asamblea General Ordinaria, los accionistas de la Compañía aprobaron un incremento en el monto de la reserva para la recompra de acciones propias por un monto adicional de 25,625, y el incremento de la reserva legal por 1,348, ambas en base a los estados financieros no consolidados de la Compañía.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

21.3 Gestión del riesgo de capital

Al administrar su capital, la Compañía tiene como objetivo salvaguardar su capacidad para continuar operando como un negocio en curso y generar ganancias para sus accionistas y beneficios para otras partes interesadas; así como mantener una estructura de capital óptima.

A tal efecto, la Compañía puede ajustar el monto de los dividendos pagados a sus accionistas o reembolsar el capital; emitir nuevas acciones; realizar programas de recompra de acciones o venta activos para reducir su deuda. La Compañía monitorea su capital en función del índice de apalancamiento. Esta relación se calcula dividiendo: (i) la deuda neta (préstamos bancarios y pasivos por arrendamiento totales menos caja, bancos e inversiones corrientes) por; (ii) el capital total (capital de los accionistas, más reservas que se muestran en el estado de situación financiera).

El índice de apalancamiento al 31 de diciembre de 2022 y 2021 fue el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Total préstamos y pasivos por arrendamiento	578,526	638,047
Menos: caja, bancos e inversiones corrientes	(244,385)	(315,013)
Deuda neta	334,141	323,034
Total capital contable	844,060	565,259
Índice de apalancamiento	40.00%	57.00%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021.

Nota 22. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
No corriente	-		
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	31,389	28,920	
Remediación ambiental	279	737	
Total no corriente	31,668	29,657	
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
Corriente			
Remediación ambiental	1,542	862	
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	1,135	1,876	
Contingencias	171	142	
Total corriente	2,848	2,880	

22.1 Provisión para el taponamiento y abandono de pozos

De acuerdo con las regulaciones aplicables en los países donde la Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas, debe incurrir en costos asociados con el taponamiento y el abandono de pozos. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía posee un fideicomiso de taponamiento y abandono de pozos en México, sin embargo, en Argentina no se ha otorgado ningún activo en garantía para liquidar tales obligaciones.

La provisión de taponamiento y abandono de pozos representa el valor actual de los costos de desmantelamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas, en los que se espera incurrir hasta el final de cada concesión, cuando se espera que los pozos productores de petróleo y gas cesen sus operaciones. Estas provisiones han sido creadas en base a las estimaciones internas de la Compañía o del operador, según corresponda.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, por lo que la Compañía considera una base razonable sobre la cual estimar el pasivo futuro. Estas estimaciones se revisan periódicamente para tener en cuenta los cambios sustanciales en los supuestos. Sin embargo, los costos reales de taponamiento y abandono de pozos dependerán en última instancia de los precios futuros del mercado para los trabajos necesarios de taponamiento y abandono. Además, es probable que el momento de taponamiento y abandono del pozo dependa de cuándo los campos dejen de producir a tasas económicamente viables. Esto, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y del gas, que son inherentemente inciertos.

La tasa de descuento utilizada en el cálculo de la provisión al 31 de diciembre de 2022 oscila entre 8.54% y 11.13% mientras que para el cálculo el 31 de diciembre de 2021 oscila entre 10.8% y 14.9%.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la misma no tendría un impacto significativo en la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

A continuación se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión de taponamiento y abandono:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Saldos al inicio del año	30,796	23,933
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos		
(Nota 11.3)	2,444	2,546
(Disminución) Incremento por cambio en estimaciones capitalizadas		
(Nota 13)	(713)	2,112
Baja por transferencia de participación en CASO (Ver Nota 29.3.4)	-	(630)
Alta por adquisición de activos AFBN (Ver Notas 29.3.10)	-	2,773
Diferencias de cambio	(3)	62
Saldos al cierre del año	32,524	30,796

22.2 Provisión de remediación ambiental

La Compañía realiza estudios de impacto ambiental para nuevos proyectos e inversiones y, hasta la fecha, los requisitos ambientales y las restricciones impuestas a estos nuevos proyectos no han tenido ningún impacto adverso importante en los negocios de la Compañía.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la misma no tendría un impacto significativo en la obligación por remediación ambiental.

A continuación se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión de remediación ambiental:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
Saldos al inicio del año	1,599	1,701	
Aumentos (Nota 10.2)	2,133	1,029	
Diferencias de cambio	(1,911)	(1,131)	
Saldos al cierre del año	1,821	1,599	

22.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) forma parte diversos procedimientos comerciales, fiscales y laborales, originados en el curso normal de sus actividades. A efectos de determinar un adecuado nivel de provisión para estimar los montos y la probabilidad de ocurrencia, la Compañía ha considerado su mejor estimación con la asistencia de asesores legales y fiscales.

La determinación de las estimaciones está sujeta a cambios en el futuro, entre otras cuestiones, relacionadas con nuevos acontecimientos a medida que se desarrolla cada proceso y con hechos no conocidos en el momento de la evaluación. Por ese motivo, la resolución adversa de los procesos podría exceder las provisiones establecida.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Los reclamos totales y las acciones legales ascienden a un monto de 171 y 217, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, de los cuales la Compañía ha estimado una pérdida probable de 171 y 142, respectivamente.

Además, al 31 de diciembre de 2021, la Compañía estaba involucrada en ciertos reclamos relacionados con acciones laborales, civiles y comerciales por 75, para las cuales no se ha reconoció una provisión, ya que no se estima probable que se requiera una salida de recursos que requieran beneficios económicos para liquidar la obligación.

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión de sus asesores legales, considera que el monto de la provisión es suficiente para cubrir las contingencias que puedan ocurrir. No hay reclamos ni otros asuntos que, individualmente o en conjunto, no hayan sido provisionados o revelados por la Compañía, en estos estados financieros consolidados.

A continuación, se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión para contingencias:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Saldos al inicio del año	142	359
Aumentos (Nota 10.2)	379	652
Importes incurridos por pagos	(307)	(524)
Diferencia de cambio	(43)	(345)
Saldos al cierre del año	171	142

Nota 23. Beneficios a empleados

A continuación, se detallan las principales características de los planes de beneficios originalmente otorgados sólo a ciertos empleados de la compañía:

Aplica a aquellos empleados que cumplan con ciertas condiciones, entre ellas, que hayan participado en el plan de beneficios definidos de manera ininterrumpida, y que, habiéndose unido a la Compañía antes del 31 de mayo de 1995, tienen el número requerido de años de servicio, por lo tanto, son elegibles para recibir al retirarse un cierto monto de acuerdo con las disposiciones del plan.

Se basa en el último salario computable y el número de años trabajados después de deducir los beneficios del sistema de pensiones argentino administrado por la Administración Nacional de Seguridad Social ("ANSES").

Al momento de la jubilación, dichos empleados tienen derecho a recibir un pago mensual a valor constante, que se actualiza al final de cada año por el IPC publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos ("INDEC") de la Argentina. En el caso de que durante un año determinado la variación de la misma exceda el 10%, el pago se ajustará provisionalmente una vez que se haya excedido este porcentaje.

El plan se respalda con activos depositados exclusivamente por la Compañía y sin ninguna contribución de los empleados en un fondo fiduciario. Los activos del fondo pudieran ser invertidos por la Compañía en instrumentos del mercado monetario denominados en USD o depósitos a plazo fijo para preservar el capital acumulado y obtener un rendimiento en línea con un perfil de riesgo moderado. Los fondos se invierten principalmente en bonos de los Estados Unidos de América ("EE.UU."); bonos del Tesoro y documentos comerciales con calificación de calidad.

El Banco de Nueva York Mellon es el fiduciario y Willis Towers Watson es el agente gestor. En caso de que haya un exceso (debidamente certificado por un actuario independiente) de los fondos que se utilizarán para liquidar los beneficios otorgados por el plan, la Compañía tendrá derecho a la opción de usarlo, en cuyo caso deberá notificar al fiduciario.

Los siguientes cuadros resumen los componentes del gasto neto y la obligación reconocidos en los estados financieros consolidados:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Costo de servicios	(44)	(28)
Costo de intereses	(458)	(219)
Total	(502)	(247)

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Al 31 de diciembre de 2022		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable de los activos del plan	Pasivo neto
Saldos al inicio del año	(15,416)	7,594	(7,822)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios	(44)	-	(44)
Costo de intereses	(806)	348	(458)
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
(Pérdidas) por remedición actuarial	(3,911)	(270)	(4,181)
Pagos de beneficios	1,168	(1,168)	-
Pago de contribuciones	-	254	254
Saldos al cierre del año	(19,009)	6,758	(12,251)

	Al 31 de diciembre de 2021		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable de los activos del plan	Pasivo neto
Saldos al inicio del año	(11,465)	8,004	(3,461)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios	(28)	-	(28)
Costo de intereses	(610)	391	(219)
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
(Pérdidas) por remedición actuarial	(4,394)	(119)	(4,513)
Pagos de beneficios	1,081	(1,081)	-
Pago de contribuciones	-	399	399
Saldos al cierre del año	(15,416)	7,594	(7,822)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada ejercicio por categoría es el siguiente:

	Al 31 de	Al 31 de
	diciembre de 2022	diciembre de 2021
Bonos del gobierno americano	5,703	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,055	7,594
Total	6,758	7,594

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos diez (10) años. Los montos en la tabla representan los flujos de efectivo no descontados y, por lo tanto, no concilian con las obligaciones registradas al final del ejercicio:

	Al 31 de	Al 31 de
	diciembre de 2022	diciembre de 2021
Menos de 1 año	1,562	1,204
De 1 a 2 años	1,538	1,232
De 2 a 3 años	1,542	1,213
De 3 a 4 años	1,526	1,213
De 4 a 5 años	1,506	1,198
De 6 a 10 años	7,113	5,752

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	Al 31 de	Al 31 de	
	diciembre de 2022	diciembre de 2021	
Tasa de descuento	5%	5%	
Tasa de retorno de activos	5%	5%	
Aumento de salario	1%	1%	

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de una variación en la tasa de descuento y el aumento de salarios en el monto de la obligación.

- (i) Si la tasa de descuento aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos disminuiría en 1,560 (aumento en 1,828) al 31 de diciembre de 2022.
- (ii) Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 82 (disminución en 79) al 31 de diciembre de 2022.
- (iii) Si la tasa de descuento aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos disminuiría en 1,298 (aumento en 1,526) al 31 de diciembre de 2021.
- (iv) Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 91 (disminución en 87) al 31 de diciembre de 2021.

El análisis de sensibilidad detallado se ha determinado en base a los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada año de reporte, en función de un cambio en un supuesto manteniendo constantes los restantes. En la práctica, es poco probable que esto ocurra, y los cambios en algunos de los supuestos pueden estar correlacionados. Por lo tanto, el análisis presentado puede no ser representativo del cambio real en la obligación de beneficio definido.

Además, al presentar el análisis de sensibilidad anterior, el valor presente de la obligación por beneficios definidos se ha calculado utilizando el método de crédito unitario proyectado al final de cada año de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

Los métodos y tipos de supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no cambiaron en comparación con el año anterior.

Nota 24. Sala	rios v con	tribuciones	sociales
---------------	------------	-------------	----------

Tota 24. Salarios y contribuciones sociales	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Corriente	17.500	12 102
Provisión por bonos e incentivos	17,599	12,102
Salarios y contribuciones sociales	7,521	5,389
Total corriente	25,120	17,491
Nota 25. Otros impuestos y regalías		
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Corriente		
Regalías	12,642	9,547
Retenciones de impuestos	7,205	873
Impuesto sobre los ingresos brutos	102	-
IVA	10	33
Otros	353	919
Total corriente	20,312	11,372
Nota 26. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
No Corriente		_
Otras cuentas por pagar:		
Saldos con socios de operaciones conjuntas (1)	_ _	50,159
Total otras cuentas por pagar no corriente		50,159
Total no corriente		50,159

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Corriente		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	196,484	119,255
Total cuentas por pagar corriente	196,484	119,255
Otras cuentas por pagar:		
Otros pasivos con terceros (2)	23,880	-
Canon extraordinario Plan Gas IV	488	220
Saldos con socios de operaciones conjuntas (1)	161	19,007
Total otras cuentas por pagar corriente	24,529	19,227
Total corriente	221,013	138,482

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2021 incluye 50,159 y 18,913 en cuentas por pagar no corrientes y corrientes, respectivamente, relacionados al *carry* reconocido a valor presente (ver Nota 29.3.10).

Excepto por lo mencionado anteriormente, debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes, su importe en libros se considera que es el mismo que su valor razonable. El importe en libros de las cuentas por pagar no corrientes no difiere significativamente de su valor razonable.

Nota 27. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 proporciona información sobre la estructura de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía no posee saldos con partes relacionadas.

Remuneración del personal directivo

A continuación, se detallan los montos reconocidos en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados, relacionados con el personal clave de la compañía:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
Beneficios de corto plazo	12,990	11,626	
Transacciones de pagos basados en acciones	13,119	8,875	
Compensación total pagada al personal clave	26,109	20,501	

Nota 28. Compromisos y contingencias

Para una descripción de los compromisos y contingencias de la Compañía con respecto a sus propiedades petróleo y gas (ver Notas 29.3 y 29.4).

28.1 Proyecto Duplicar Plus - Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval")

El 21 de diciembre de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, fue adjudicada con una capacidad de transporte de crudo de 5,010 m3/día; en el marco del proyecto de ampliación de la traza existente desde Allen hasta Puerto Rosales llevado a cabo por Oldelval (concesionaria de transporte del ducto), por un total de 50,000 m3/día. En este marco, la Compañía se comprometió a realizar un adelanto de inversión de 118,000 entre los años 2023 y 2025; el cual luego se recuperará de la tarifa mensual del servicio. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Compañía ha efectuado erogaciones vinculadas con este compromiso por 16,378.

⁽²⁾ Ver Nota 1.2.1 y Nota 34.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

28.2 Asociación de Superficiarios de la Patagonia ("ASSUPA")

El 1 de julio de 2004, Vista Argentina fue notificada sobre una queja presentada en su contra. En agosto de 2003, ASSUPA demandó a 18 (dieciocho) compañías que operan concesiones de explotación y permisos de exploración en la Cuenca neuquina, siendo Vista Argentina una de ellas.

ASSUPA reclama la remediación del daño ambiental general supuestamente causado en la ejecución de actividades propias de la explotación de hidrocarburos, además del establecimiento de un fondo de restauración del medioambiente, y la implementación de medidas para prevenir daños ambientales en el futuro. El demandante solicitó la convocatoria del Gobierno argentino, el Consejo Federal de Medio Ambiente, las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro y Mendoza y el Defensor del Pueblo de la Nación. El demandante pidió, como medida cautelar, que los acusados se abstengan de llevar a cabo actividades que afecten el medio ambiente. Tanto la citación del Defensor del Pueblo como el requerimiento preliminar solicitado fueron rechazados por la Corte Suprema de Justicia de Argentina ("CSJN"). La Compañía ha respondido a la demanda solicitando su rechazo, y oponiéndose a la petición del demandante.

El 30 de diciembre de 2014, la CSJN emitió dos sentencias interlocutorias. La relacionada con la Compañía apoyó el reclamo de las Provincias del Neuquén y La Pampa, y declaró que todos los daños ambientales relacionados con situaciones locales y provinciales estaban fuera del alcance de su jurisdicción original, y que solo "situaciones interjurisdiccionales" (como la cuenca del Río Colorado) caería bajo su jurisdicción. La CSJN también rechazó las medidas cautelares y otros procedimientos relacionados con dicha solicitud. Vista Argentina, considerando la opinión del asesor legal, concluyó que no es probable que se requiera una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar esta obligación.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, previo a la apertura del periodo de prueba del expediente, las partes se encuentran contestando los traslados respecto a las excepciones previas y oposiciones a la prueba interpuestas, hallándose pendiente la resolución de estas.

Nota 29. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

29.1 Consideraciones generales

Las áreas hidrocarburíferas son operadas mediante el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación por parte del gobierno nacional o provincial bajo la base de la libre disponibilidad de los hidrocarburos que se producen.

29.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía a través de sus subsidiarias es titular y forma parte de las operaciones conjuntas y consorcios para la exploración y producción de petróleo y gas, tal como se indica a continuación:

Nombre	Ubicación	Participación		O	Hasta
Nombre Ubicación — 2022 2021		Operador	el año		
Argentina					
Entre Lomas	Río Negro	100%	100%	Vista Argentina	2026 (1)
Entre Lomas	Neuquén	100%	100%	Vista Argentina	2026 (1)
Bajada del Palo Oeste	Neuquén	100%	100%	Vista Argentina	2053
Bajada del Palo Este	Neuquén	100%	100%	Vista Argentina	2053
Agua Amarga – "Charco del Palenque"	Río Negro	100%	100%	Vista Argentina	2034
Agua Amarga – "Jarilla Quemada"	Río Negro	100%	100%	Vista Argentina	2040
Coirón Amargo Norte	Neuquén	84.62%	84.62%	Vista Argentina	2036
Águila Mora	Neuquén	90%	90%	Vista Argentina	2054
Jagüel de los Machos	Río Negro	100%	100%	Vista Argentina	2025 (1)
25 de Mayo – Medanito S.E.	Río Negro	100%	100%	Vista Argentina	2026 (1)
Acambuco – "San Pedrito"	Salta	1.5%	1.5%	Pan American Energy	2036

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nombre	Ubicación	Participación		Onovador	Hasta	
Nombre	Ubicación	2022	2021	Operador	el año	
Acambuco – "Macueta"	Salta	1.5%	1.5%	Pan American Energy	2040	
Aguada Federal	Neuquén	100%	50%	Vista Argentina	2050	
Bandurria Norte	Neuquén	100%	50%	Vista Argentina	2050	
<u>México</u>						
Área CS-01	Tabasco	100%	100%	Vista Holding II	2047	

⁽¹⁾ Para mayor información, ver Nota 34.

A continuación, se presenta información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas operadas y no operadas, donde participa la Compañía; cuyos activos, pasivos, ingresos y gastos no se consolidan al 100% en los estados financieros consolidados de la misma. La siguiente información resumida corresponde a los montos preparados de acuerdo con las NIIF en sus respectivas participaciones:

participaciones:			
	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	
Activos			
Activos no corrientes	252,073	157,979	
Activos corrientes	13,702	9,051	
Pasivos			
Pasivos no corrientes	1,256	57,088	
Pasivos corrientes	55,106	61,704	
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	
Ingresos por ventas a clientes	-	3,200	
Costos de operación	(943)	(4,406)	
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(43,139)	(3,626)	
Gastos de venta	(351)	(275)	
Gastos generales y administración	(217)	(967)	
Gastos de exploración	-	(446)	
Otros gastos e ingresos operativos	2	(8,076)	
Resultados financieros, netos	2,484	(586)	
Resultado total del año	(42,164)	(15,182)	

29.3 Concesiones y cambios en participaciones de explotación de propiedades de petróleo y gas

29.3.1 Área Entre Lomas

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, Vista Argentina (anteriormente Petrolera Entre Lomas S.A. o "PELSA") es el operador y titular del 100% de las concesiones para la explotación de hidrocarburos en el área Entre Lomas ("ELo"), ubicadas en la Provincia de Río Negro y Neuquén. Los contratos de concesión, renegociados en 1991 y 1994, respectivamente, otorgaban la libre disponibilidad de petróleo crudo y gas natural producido, y determinaban el plazo de ambas concesiones hasta el 21 de enero de 2016.

El 9 de diciembre de 2014 Vista Argentina llegó a un acuerdo de renegociación con la Provincia de Río Negro por la concesión del área ELo, aprobado por Decreto Provincial No. 1,706/2014, mediante el cual se prorrogó por el término de diez 10 (diez) años la Concesión del área ELo hasta el mes de enero de 2026, comprometiéndose, entre otras condiciones, al pago de un bono fijo y de un aporte al desarrollo social y al fortalecimiento institucional, un aporte complementario equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas natural y un importante plan para el de desarrollo y exploración de reservas y recursos, y remediación ambiental.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Asimismo, el gobierno provincial del Neuquén acordó extender por el término de diez (10) años, el contrato de concesión de ELo correspondiente a la Provincia del Neuquén hasta el mes de enero de 2026. De conformidad con el acuerdo de extensión, Vista Argentina acordó invertir la totalidad de ARS 237 millones en futuras actividades de explotación y exploración a desarrollar en la concesión de explotación mencionada. Las regalías aumentaron de la alícuota anterior del 12% al 15% y podrían aumentar hasta un máximo del 18%, dependiendo de los futuros incrementos en los precios de venta de los hidrocarburos producidos.

Para mayor información, ver Nota 34.

29.3.2 Área Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este

Con fecha 21 de diciembre de 2018, mediante Decreto No. 2,357/18, la Provincia del Neuquén aprobó la división y reconversión de la concesión de explotación sobre el área Bajada del Palo, en dos Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos ("CENCH"), denominadas Bajada del Palo Este y Bajada del Palo Oeste por un plazo de 35 (treinta y cinco) años, incluyendo el pago de regalías del 12% por la nueva producción de las formaciones no convencionales. Este Decreto reemplaza la concesión de explotación convencional originalmente otorgada, y determina el plazo de vigencia de las concesiones hasta el 21 de diciembre de 2053.

En el marco del otorgamiento de dichas concesiones de explotación no convencionales, Vista Argentina pagó a la Provincia del Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de explotación por un total de 1,168, (ii) bono de infraestructura por un total de aproximadamente 2,796; y (iii) un monto de 3,935 en términos de Responsabilidad Social Corporativa. Asimismo Vista Argentina pagó 1,102 en concepto de impuesto de sellos y se comprometió con un importante plan de desarrollo y exploración de reservas en el área.

29.3.2.1 Acuerdo de farmout I

Con fecha 28 de junio de 2021, Vista Argentina suscribió un acuerdo de *farmout* con Trafigura ("Acuerdo de *farmout* I") para el desarrollo de, inicialmente, 5 (cinco) pads de 4 (cuatro) pozos cada uno en Bajada del Palo Oeste. Adicionalmente, Trafigura tendrá la opción de participar en hasta 2 (dos) pads adicionales, bajo los mismos términos y condiciones descritos anteriormente.

Dicho acuerdo otorgó a Trafigura derechos contractuales del 20% de la producción de hidrocarburos proveniente de esos pads, así como las obligaciones asociadas al fondeo del 20% de los costos de inversión, incluyendo el pago de regalías e impuestos directos, así como todos los demás costos operativos y de midstream.

Como parte del acuerdo de farmout Trafigura acordó pagar a Vista Argentina 25,000 tal como se detalla a continuación: (i) un monto inicial de 5,000; y (ii) 4 (cuatro) pagos de 5,000 por cada pad, los cuales se abonan al comenzar la producción de hidrocarburos de cada uno de los pads incluidos en el acuerdo de *farmout* I; dicha producción será validada por Trafigura.

29.3.2.2 Acuerdo de farmout II

Como se menciona en la Nota 1.2.2, con fecha 11 de octubre de 2022, Vista Argentina suscribió el acuerdo de farmout II con Trafigura, para el desarrollo de 3 (tres) pads en el área Bajada del Palo Oeste. Este acuerdo otorgó a Trafigura derechos contractuales del 25% de la producción de hidrocarburos proveniente de esos pads, así como las obligaciones asociadas al fondeo del 25% de los costos de inversión, incluyendo el pago de regalías e impuestos directos, así como todos los demás costos operativos y de midstream.

Vista Argentina mantiene la operación del área Bajada del Palo Oeste y el 100% de titularidad en la CENCH.

29.3.3 Área Agua Amarga

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, Vista Argentina es titular y operadora de los lotes de explotación denominados "Charco del Palenque" y "Jarilla Quemada" en el área Agua Amarga, ubicada en la Provincia de Río Negro.

En 2007, Vista Argentina obtuvo el permiso de exploración en el área de Agua Amarga ubicada en la Provincia de Río Negro mediante el Decreto Provincial No. 557/07 y la firma del respectivo contrato el 17 de mayo del mismo año. Con base en los resultados de la exploración realizada en el área de Agua Amarga, la Provincia de Río Negro otorgó la concesión de explotación del lote Charco del Palenque el 28 de octubre de 2009, mediante el Decreto Provincial No. 874 y su modificatorio No. 922, con fecha 13 de noviembre de 2009 por un período de 25 (veinticinco) años.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

La autoridad de aplicación de la Provincia de Río Negro aceptó la inclusión del sector "Meseta Filosa" a la concesión otorgada anteriormente por Charco del Palenque, a través del Decreto Provincial No. 1,665 del 8 de noviembre de 2011, publicado en el Boletín Oficial No. 4,991 de fecha 1 de diciembre de 2011.

Posteriormente, la autoridad de aplicación de la Provincia de Río Negro aprobó la inclusión del sector Charco del Palenque Sur a la concesión otorgada anteriormente de Charco del Palenque, mediante el Decreto Provincial No. 1,199 de fecha 6 de agosto de 2015. Además, en la misma fecha, el Decreto Provincial No. 1,207 otorgó a Vista Argentina la concesión de explotación del lote Jarilla Quemada.

La concesión de explotación sobre el lote "Charco del Palenque" está vigente hasta el año 2034 y la concesión de explotación sobre el lote "Jarilla Quemada" está vigente hasta el año 2040.

Para mayor información, ver Nota 34.

29.3.4 Coirón Amargo Norte y Coirón Amargo Sur Oeste

Originalmente, la Unión Transitoria ("UT") Coirón Amargo era titular de un área ubicada en la Provincia del Neuquén compuesta por una concesión de explotación ("Coirón Amargo Norte") y un lote de evaluación ("Coirón Amargo Sur"), con vencimiento 2036 y 2017, respectivamente.

El 11 de julio de 2016, los socios de la UT Coirón Amargo firmaron acuerdos de cesiones de sus participaciones, por medio de los cuales el área se dividió en 3 (tres) lotes independientes: Coirón Amargo Norte ("CAN"), CASO y Coirón Amargo Sur Este ("CASE"), tal como se detalla a continuación:

Coirón Amargo Norte

CAN quedó integrada por APCO Oil & Gas S.A.U. ("APCO SAU" actualmente Vista Argentina), Madalena Energy Argentina S.R.L. ("Madalena") y Gas y Petróleo de Neuquén S.A. ("G&P"), con un porcentaje de participación del 55%, 35 y el 10% respectivamente. Vista Argentina es el operador desde esa fecha. La fecha de vencimiento de la concesión de explotación es en 2036.

Según acta de comité operativo de 28 de diciembre de 2017 se establece la implementación del "Carry petrolero", por lo que se acuerda que las contribuciones efectuadas y a ser efectuadas, se reconocerán como mayor activo y/o gasto, según corresponda, en términos de los montos realmente desembolsados por ellos, independientemente de los porcentajes de participación contractual.

Desde dicha fecha y hasta junio de 2020, Vista Argentina procedió a reconocer su participación en esta operación conjunta al 61.11%, la cual se compone de su participación contractual del 55% más la parte incremental por el acuerdo de Carry petrolero con G&P de 6.11%.

El 7 de julio de 2020, como consecuencia del incumplimiento en los pagos por parte del socio Madalena y de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta Coirón Amargo Norte ("Acuerdo de OC"), Vista Argentina en conjunto con su socio G&P procedió a excluir a Madalena del Acuerdo de OC a través de la suscripción de la Adenda VIII al Contrato de UT que tiene por objeto la exploración y explotación de CAN.

Mediante Resolución No. 71/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales se aprobó la Adenda VIII al Contrato de UT y mediante Decreto No. 1,292/2020 de fecha 6 de noviembre de 2020 se ratificó dicha aprobación de forma retroactiva. En consecuencia, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina, incrementó su participación en el Acuerdo de OC mencionado de 55% a 84.62% sin contraprestación transferida.

A partir de dicha fecha, y manteniendo el esquema de Carry petrolero mencionado, la Compañía reconoce dentro de sus estados financieros consolidados su participación en esta operación conjunta al 100%.

Coirón Amargo Sur Oeste

Los socios de esta operación conjunta inicialmente fueron APCO SAU, O&G Development Ltd. S.A. ("O&G", actualmente Shell Argentina S.A. o "Shell") y G&P con un porcentaje de participación del 45%, 45% y 10%, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

El 22 de agosto de 2018, Vista Argentina cedió a O&G una participación no operativa del 35% sobre CASO, a través del acuerdo de intercambio descripto en Nota 29.3.5.

Con fecha 25 de septiembre de 2018, mediante Decreto No. 1,578/18, el lote de evaluación de CASO se convirtió en una CENCH por el plazo de 35 (treinta y cinco) años, venciendo en consecuencia en el año 2053.

Mediante Decreto 1,027/2021 de fecha 24 de junio de 2021 la Provincia del Neuquén aprobó la modificación al Contrato de UT por la cual Vista Argentina cedió su 10% de participación en el Contrato de Unión Transitoria sobre el área CASO a Shell con efectos retroactivos al 1 de abril de 2021.

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía recibió 15,000; y reconoció una ganancia de 9,788 en el rubro "Otros ingresos operativos" dentro de la línea "Ganancia por baja de activos" (ver Nota 10.1); y bajas de 11,784 en "Propiedad, planta y equipos" (ver Nota 13).

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía no posee participación alguna en el área CASO.

29.3.5 Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, APCO SAU firmó un contrato de cesión de derechos (el "Contrato de Swap Águila Mora") mediante el cual:

- (i) Vista Argentina cedió a O&G una participación no operativa del 35% en la propiedad de petróleo y gas de CASO;
- (ii) O&G cedió a Vista Argentina una participación operativa del 90% en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora, más una contribución de hasta 10,000 para el reacondicionamiento de infraestructura de agua existente para el beneficio de las operaciones de Shell y Vista Argentina.

El Acuerdo de Swap Águila Mora obtuvo las aprobaciones del gobierno de la Provincia del Neuquén el 22 de noviembre de 2018. Por lo tanto, a partir de esa fecha, la Compañía retuvo una participación del 10% en la propiedad de petróleo y gas de CASO y adquirió una participación del 90% en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora, convirtiéndose en el operador de este último de conformidad con el acuerdo mencionado. Esta transacción se midió al valor razonable del interés del participante asignado a O&G y no se registró ninguna ganancia o pérdida como resultado de la transacción.

Vista Argentina fue notificada del Decreto No. 2,597, emitido por la Provincia del Neuquén por el concede a favor de la compañía G&P la concesión de explotación no convencional sobre el área Águila Mora por un plazo de 35 (treinta y cinco) años contados a partir del 29 de noviembre de 2019 (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 (diez) años, reemplazando el permiso de exploración no convencional anteriormente otorgado.

Vista Argentina mantiene por dicha área un acuerdo de "Carry Petrolero" por la participación de G&P, incluyendo en sus estados financieros consolidados su participación en esta operación conjunta por el 100%.

29.3.6. Jagüel de los Machos

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, Vista Argentina es titular y operadora de la concesión de explotación Jagüel de los Machos ubicada en la provincia de Río Negro.

El Decreto No. 1,769/90 otorgó una concesión de explotación por 25 (veinticinco) años sobre el área Jagüel de los Machos a Compañía Naviera Pérez Companc S.A.C.F.I.M.F.A. (antecesora de Pampa Energía S.A.). Posteriormente, mediante Decreto No. 1,708/08 de la Provincia de Rio Negro se extendió la concesión de explotación por 10 (diez) años, venciendo en consecuencia el 6 de septiembre de 2025.

Con fecha 4 de abril de 2018 Pampa Energía S.A. cedió a Vista Argentina el 100% de su participación en la concesión de explotación Jagüel de los Machos y con fecha 11 de julio de 2019 la Provincia de Rio Negro emitió el Decreto No. 806/19, mediante el cual aprueba esta cesión.

Para mayor información, ver Nota 34.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

29.3.7. 25 de Mayo – Medanito S.E.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, Vista Argentina es titular y operadora de la concesión de explotación 25 de Mayo – Medanito S.E. ubicada en la provincia de Río Negro.

El Decreto No. 2,164/91 reconvirtió el contrato sobre el área 25 de Mayo-Medanito S.E. en una concesión de explotación por 25 años a favor de la Compañía Naviera Pérez Companc S.A.C.F.I.M.F.A. (antecesora de Pampa Energía S.A.). Posteriormente, mediante Decreto No. 1,708/08 de la Provincia de Rio Negro se extendió la concesión de explotación por 10 (diez) años, venciendo en consecuencia el 28 de octubre de 2026.

Con fecha 4 de abril de 2018 Pampa Energía S.A. cedió a Vista Argentina el 100% de su participación en la concesión de explotación "25 de Mayo – Medanito S.E." y con fecha 11 de julio de 2019 la Provincia de Rio Negro emitió el Decreto No. 806/19 mediante el cual aprueba esta cesión.

Para mayor información, ver Nota 34.

29.3.8. Acambuco

La Compañía tiene una participación del 1.5% en la concesión de explotación denominada Acambuco, ubicada en la cuenca Noroeste, Provincia de Salta. El operador de la concesión de explotación es Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), que posee una participación del 52%. Los restantes socios son: YPF S.A., Shell, y Northwest Argentina Corporation con una participación del 22.5%, 22.5% y 1.5%, respectivamente.

La concesión de explotación Acambuco incluye los siguientes lotes de explotación:

- (i) San Pedrito, cuya comercialidad fue declarada el 14 de febrero de 2001 y su vencimiento opera en 2036; y
- (ii) Macueta, cuya comercialidad fue declarada el 16 de febrero de 2005 y su vencimiento opera en 2040.

29.3.9. Sur Río Deseado Este

Con fecha 21 de marzo de 2021 vencieron los 25 (veinticinco) años de vigencia de la concesión de explotación sobre el área Sur Río Deseado Este en la Cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Provincia de Santa Cruz en la cual Vista Argentina poseía una participación del 16.94%. El operador de esta concesión de explotación era Alianza Petrolera Argentina S.A. ("Alianza") con el 79.05% de participación, siendo el socio restante SECRA S.A. con el 4%. Asimismo, Vista Argentina poseía una participación del 44% en un acuerdo de exploración en una porción de la concesión Sur Rio Deseado, siendo el operador de ese acuerdo Quintana E&P Argentina S.R.L.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, Alianza está llevando adelante las gestiones administrativas para completar el proceso de restitución del área a la Provincia de Santa Cruz. Los gastos que demande dicho proceso deberán ser afrontados por los socios de acuerdo con sus porcentajes de participación en el área. Por lo tanto, a la fecha de emisión de estos estados financieros Vista Argentina no posee participación alguna en la concesión de explotación sobre el área Sur Río Deseado Este; y el resultado de baja de activos y pasivos fue registrado en "Otros ingresos operativos" dentro de la línea "Ganancia por baja de activos" por un monto total de 13 (ver Nota 10.1).

29.3.10 Aguada Federal y Bandurria Norte

El 16 de septiembre de 2021, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Holding I, adquirió el 100% del capital social directo e indirecto de AFBN.

AFBN es titular del 50% de la participación no operada en las concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos denominadas Aguada Federal y Bandurria Norte, otorgada por la Provincia del Neuquén; la cual expira en 2050. A la fecha de la adquisición era operada por Wintershall, propietaria del 50% restante.

Bajo los términos de la transacción, Vista no realizó pagos por adelantado, pero asumió un *carry* por un valor nominal de 77,000 relacionados con el 50% del total de inversiones para el desarrollo de las áreas adquiridas, que correspondían a la participación de Winterhsall; el cual vence el 31 de diciembre de 2023. A la fecha de esta transacción AFBN poseía aproximadamente 6,203 en caja y bancos.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2021, de acuerdo a las políticas contables de la Compañía incluidas en la Nota 3.1.3, la compra de la participación no operada en ambas concesiones fue reconocida como una adquisición de activos, registrando una propiedad minera por 69,693 (ver Nota 13), relacionada principalmente con activos no convencionales. Los mismos fueron registrados al costo de los pasivos asumidos bajo el acuerdo de *carry*.

Adicionalmente, como se menciona en la Nota 1.2.1 el 17 de enero de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, adquirió el restante 50% de participación operada en las concesiones de Bandurria Norte y Aguada Federal a Wintershall; convirtiéndose en el operador de las áreas con el 100% de participación.

Con fecha 14 de septiembre de 2022, la Provincia del Neuquén emitió los Decretos No. 1,851/22 y 1,852/22 por los cuales se aprobaron las cesiones de los activos ubicados en las áreas Bandurria Norte y Aguada Federal, respectivamente, por parte de Wintershall a Vista Argentina.

29.3.11. Propiedades de Petróleo y Gas en México

El 29 de octubre de 2018, la Compañía a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II, completó la adquisición, de 50% de participación en las siguientes propiedades de petróleo y gas, las cuales caducan en 2047:

- (i) Área CS-01(operada);
- (ii) Área A-10 (no operada); y
- (iii) Área TM-01 (no operada).

El 3 de agosto de 2020, la CNH aprobó la transferencia del control de la operación en el área CS-01, por lo que la Compañía a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II fue designada como operador.

El 1 de diciembre de 2020, Vista Holding II llegó a un acuerdo con Jaguar Exploración y Producción 2.3., S.A.P.I. de C.V ("Jaguar") y Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V. ("Pantera"), todas ellas sociedades constituidas conforme a la legislación de los Estados Unidos Mexicanos, respecto de la cesión del total del interés de participación que Vista Holding II mantiene en los contratos de licencia de exploración y extracción de hidrocarburos en las áreas A-10 y TM-01, en favor de Pantera y Jaguar, respectivamente; así como respecto de la cesión del total del interés de participación que detenta Jaguar en las áreas CS-01 en favor de Vista Holding II.

El 25 de marzo de 2021, la CNH, aprobó la cesión de la totalidad del interés de participación en los derechos que Jaguar tenía sobre el área CS-01, en favor de Vista Holding II. Por su parte, el 29 de abril de 2021, la CNH aprobó las cesiones de la totalidad de participación que Vista Holding II tenía en el área TM-01, en favor de Jaguar, y en el área A-10, en favor de Pantera.

El 23 de agosto de 2021, la Compañía, a través de Vista Holding II, concretó dicha transferencia de activos mediante la cual (i) incrementó su participación al 100% en los derechos sobre el área operada CS-01, donde previamente mantenía una participación del 50% y (ii) transmitió la totalidad de su participación en las áreas identificadas como TM-01 y A10, en favor de Jaguar y de Pantera, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2021 y, como resultado de esta operación, la Compañía acordó compensar cuentas por cobrar y por pagar con Jaguar y Pantera por 5,501; y reconoció una baja de 5,126 en "Propiedad, planta y equipos"; y una adición neta de 673 en "Otros activos intangibles" (ver Notas 13 y 14). Estas transacciones no generaron flujos de efectivo.

La compañía además pagó, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, una contraprestación de 850; reconociendo una ganancia de 198 en "Otros ingresos operativos" dentro de la línea "Ganancia por baja de activos" principalmente relacionados con el reembolso de costos de operación (ver Nota 10.1).

El 13 de enero de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Holding II, en ejercicio de su derecho y una obligación, bajo el contrato de exploración y extracción de hidrocarburos, solicitó a la CNH la reducción y devolución parcial de aproximadamente el 36.6% del área contractual que opera en el bloque CS-01. A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Compañía, ha iniciado el proceso regulatorio de devolución parcial del área frente a la CNH y se espera que el mismo se complete a finales del año 2023.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

29.4 Compromisos de inversión

Al 31 de diciembre 2022, los principales compromisos pendientes de ejecutar que posee la Compañía son los siguientes:

A- Argentina

- (i) en el área Entre Lomas (Provincia de Río Negro) perforar y completar 3 (tres) pozos de desarrollo y 1 (un) pozo de avanzada por un costo estimado de 9,000 (para mayor información, ver Nota 34);
- (ii) en el área Entre Lomas (Provincia de Río Negro) intervenir 9 (nueve) pozos con workovers y abandonar 2 (dos) pozos por un costo estimado de 4,500 (para mayor información, ver Nota 34);
- (iii) en el área Bajada del Palo Este perforar 2 (dos) pozos y completar 3 (tres) pozos horizontales con sus instalaciones asociadas por un costo estimado de 39,900;
- (iv) en el área Águila Mora completar 2 (dos) pozos horizontales nuevos con sus instalaciones asociadas, por un costo estimado de 15,500;
- (v) en las áreas 25 de Mayo Medanito S.E. y Jagüel de los Machos (Provincia de Río Negro), perforar y completar 2 (dos) pozos de desarrollo por un costo estimado de 2,700 (para mayor información, ver Nota 34); y
- (vi) en las áreas 25 de Mayo Medanito S.E. y Jagüel de los Machos (Provincia de Río Negro) intervenir un total de 10 (diez) pozos con workovers y abandonar 19 (diecinueve) pozos por un costo estimado de 7,500 (para mayor información, ver Nota 34).

B- México

(i) perforar y completar 6 (seis) pozos en el área CS-01, por un costo estimado de 18,000.

29.5 Costos de exploración de pozos

No hay saldos ni actividad por costos de pozos exploratorios para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021.

Nota 30. Concesiones de Transporte

30.1 Consideraciones generales

El Articulo 28 de la Ley Federal de Hidrocarburos de Argentina ("LFH") dispone que a todo titular de una concesión de explotación le corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos. De conformidad con lo estipulado en el Artículo 6 del Decreto PEN No. 115/19 las concesiones de transporte que sean otorgadas con posterioridad a la emisión de dicho Decreto tendrán total independencia y autonomía respecto de la concesión de explotación que le da origen a la misma, a fin de que la concesión de explotación no interfiera y/o afecte en modo alguno la vigencia de la concesión de transporte. El titular de una concesión de transporte estará facultado a celebrar libremente los contratos de reserva de capacidad en los términos previstos en dicho Decreto. Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes entre el titular de una concesión de transporte y los respectivos cargadores.

30.2 Concesión de Transporte Federal

Con fecha 22 de noviembre de 2019, la SE de Argentina emitió la Resolución No. 753/19 mediante la cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de petróleo crudo para el oleoducto que se extenderá desde el yacimiento Borde Montuoso (en el área Bajada de Palo Oeste, ubicado en la Provincia del Neuquén) hasta la estación de bombeo La Escondida (correspondiente al oleoducto Allen – Puerto Rosales, ubicada en la Provincia de Río Negro), operado por Oldelval. En el mismo acto, Vista Argentina cedió la concesión mencionada a Aleph.

La Concesión de Transporte Federal se extiende hasta el 19 de diciembre de 2053.

Dicha Concesión Federal de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Bajada de Palo Oeste, sino también de las áreas Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, Charco del Palenque, Entre Lomas, ubicadas en la Provincia del Neuquén, y de Rio Negro.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

30.3 Concesión de Transporte Entre Lomas Crudo

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Rio Negro emitió el Decreto No. 1,821/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al área Entre Lomas, sobre el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el área Entre Lomas (la "PTC Elo") hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en "La Escondida" operado por Oldelval en la Provincia de Río Negro, incluyendo dentro de la concesión de transporte a la PTC ELo.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del área ELo vinculada, esto es, hasta el 21 de enero de 2026.

La Concesión de Transporte transportará producción proveniente no solo del área Entre Lomas, sino también de las áreas Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, ELo, y Charco del Palenque.

30.4 Concesión de Transporte 25 de Mayo - Medanito S.E.

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,822/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al área 25 de Mayo – Medanito SE, ubicada en la Provincia de Río Negro, sobre el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el área 25 de Mayo-Medanito S.E. (Río Negro) ("PTC MED"), hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en "Medanito" operado por Oldelval en la provincia de Río Negro incluyendo dentro de la concesión de transporte a la PTC MED.

La concesión de transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del área 25 de Mayo – Medanito S.E. vinculada, esto es, hasta el 26 de octubre de 2026.

La concesión de transporte transportará producción proveniente no solo del área 25 de Mayo – Medanito S.E., sino también del área Jagüel de los Machos.

Para mayor información, ver Nota 34.

30.5 Concesión de Transporte Entre Lomas Gas

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Rio Negro emitió el Decreto No. 1,823/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al área ELo, sobre el gasoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Gas ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el área ELo ("PTG ELo") hasta el punto de que interconecta con el sistema troncal de transporte de gas operado por Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS") en la Provincia de Río Negro incluyendo dentro de dicha concesión de transporte a la PTG ELo.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del área ELo vinculada, esto es, hasta el 21 de enero de 2026.

La Concesión de Transporte transportará producción proveniente no solo del área ELo, sino también de las áreas Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte y Charco del Palenque.

Para mayor información, ver Nota 34.

30.6 Concesión de Transporte Jarilla Quemada Gas

Con fecha 19 de abril de 2013 la Provincia de Rio Negro emitió el Decreto No. 434/13 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al yacimiento Jarilla Quemada, en el área "Agua Amarga" sobre el gasoducto que conecta dicho yacimiento hasta la Estación de Medición Fiscal ubicada en la progresiva 45.47 km del Gasoducto Medanito — Mainqué.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un plazo de 35 años, esto es, hasta el 9 de abril de 2048.

Para mayor información, ver Nota 34.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 31. Normativa Fiscal

A- Argentina

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley No. 27,541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública", promulgada mediante el Decreto No. 58/2019. Las reformas introducidas procuraron reactivar las áreas económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y facultan al PEN a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina.

Las principales medidas contenidas en la Ley y su reglamentación son las siguientes:

31.1 Impuesto sobre la renta

La Ley No. 27,430 había establecido: (i) que la tasa del impuesto sobre la renta para las empresas argentinas se reduciría gradualmente para las ganancias no distribuidas del 35% al 30% para los años fiscales que comienzan a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los años que comienzan a partir del 1 de enero de 2020; y (ii) que el impuesto a los dividendos o ganancias distribuidos a beneficiarios que residen en el extranjero se distribuyen en base a las siguientes consideraciones: (a) dividendos resultantes de las ganancias devengadas durante los años fiscales que comienzan el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, estarán sujetos a una retención del 7%; y (b) los dividendos resultantes de las ganancias devengadas durante los años fiscales que comienzan a partir del 1 de enero de 2020 estarán sujetos a una retención del 13%.

En diciembre 2019, la Ley No. 27,541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" promulgada mediante el Decreto No. 58/2019, suspende la segunda reducción de tasas y mantiene las del 30% y 7%, para el impuesto sobre la renta y el impuesto a los dividendos, respectivamente, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive.

Adicionalmente, la Ley No. 27,468 había dispuesto para los 3 (tres) primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2019, que el ajuste por inflación positivo o negativo que pudiera corresponder debía distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes. La Ley No. 27,541, modificó esa distribución y establece que el ajuste positivo o negativo correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse un sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los 5 (cinco) períodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021 se deberá deducir/gravar el 100% del ajuste en el año en el cual el efecto se determina.

El 16 de junio de 2021, el Gobierno Argentino emitió la Ley No. 27,630 la cual establece cambios en la tasa del impuesto sobre la renta para las compañías, aplicable para los años fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021. La Ley establece la aplicación de alícuotas escalonadas, basadas en el nivel de renta neta imponible acumulada. Con base en la estimación de la Gerencia, la tasa aplicable a la Compañía es de 35%.

Resolución General No. 5,248/2022

El 16 de agosto de 2022, la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") dictó la Resolución General Nro. 5,248/2022 que establece por única vez, un pago a cuenta del impuesto sobre la renta.

Para aquellos contribuyentes cuyo impuesto determinado al 31 de diciembre de 2021 haya sido igual o superior a ARS 100,000,000, y cuya base de cálculo para los anticipos para el período fiscal siguiente haya sido superior a 0 (cero), el pago único a cuenta ascenderá al 25% de dicha base de cálculo. El mismo se pagó en 3 (tres) cuotas iguales y consecutivas, por un monto equivalente a 8,300, y se computó como pago a cuenta del impuesto determinado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Ley No. 27,701

El 1 de diciembre de 2022, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley No. 27,701, la cual dispuso la opción de diferir el ajuste por inflación impositivo para los dos primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2022, inclusive. De esta forma, el mencionado ajuste por inflación positivo puede distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en el que se determine, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes.

Esta opción es de aplicación para aquellas Compañías que generen inversiones en Propiedad, planta y equipos por un monto igual o superior a ARS 30,000,000, durante cada uno de los dos periodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio. El incumplimiento de este requisito determinará el decaimiento del beneficio.

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina aplicó la opción mencionada anteriormente.

31.2 Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria ("Impuesto PAIS")

La Ley No. 27,541 establece, por el término de 5 (cinco) períodos fiscales, un impuesto que grava con una tasa del 30% las operaciones vinculadas con la adquisición de moneda extranjera.

El gravamen no reviste el carácter de pago a cuenta de ningún impuesto; y alcanza las siguientes operaciones: (i) compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento; (ii) cambio de divisas con destino al pago de adquisiciones de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior cualquiera sea el medio de pago con que sean canceladas; (iii) adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; o bien (iv) adquisición de servicios de transporte de pasajeros con destino fuera del país.

31.3 Derechos de exportación

La Ley No. 27,541 establece una alícuota máxima del 8% para los derechos de exportación para hidrocarburos y minería.

B- México

31.4 Impuesto sobre la renta

El 31 de octubre de 2019 el gobierno mexicano aprobó la reforma fiscal 2020, la cual entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, entre otros aspectos esta reforma incluye:

- (i) Se establece una limitación en la deducción de los intereses netos del ejercicio, equivalente al monto que resulte de multiplicar la utilidad fiscal ajustada del contribuyente por el 30%. Existe una excepción con un límite de 20 millones de pesos mexicanos para intereses deducibles a nivel de grupo en México.
- (ii) Se modifica el Código Fiscal de la Federación ("CFF") para añadir nuevas circunstancias para atribuir responsabilidad solidaria a socios, accionistas, directores, gerentes o cualquier otro responsable de la administración del negocio. Estas nuevas circunstancias son aplicables cuando se opera con empresas o individuos incluidos en la lista negra de contribuyentes que emiten facturas electrónicas consideradas operaciones inexistentes debido a la falta de activos, personal, infraestructura o capacidad material; o cuando se considere que no se encuentre en el Registro Federal de Contribuyentes ("RFC") o cuando se produce un cambio de domicilio fiscal sin haber presentado la notificación correspondiente a las autoridades fiscales en su debido plazo.

La Reforma Fiscal instrumentada en el 2020 incluye la obligación de revelar "esquemas reportables" por parte de los asesores fiscales o bien los contribuyentes. Dichos esquemas se definen como aquellos que generen o puedan generar la obtención de un beneficio fiscal; e incluyen, entre otros: (i) reestructuraciones; (ii) transmisión de pérdidas fiscales; (iii) transferencia de activos depreciados que también pueden ser depreciados por el adquirente; (iv) el uso de pérdidas fiscales que están a punto de prescribir; (v) abuso en la aplicación de tratados fiscales con residentes extranjeros; entre otros.

La mencionada reforma propone, además, considerar la evasión fiscal como crimen organizado con las sanciones penales correspondientes.

La Gerencia de la Compañía ha evaluado los impactos de dicha reforma sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y concluyó que no existen impactos significativos.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 32. Pagos basados en acciones

El 22 de marzo de 2018, los Accionistas de la Compañía autorizaron la implementación del LTIP para retener a los empleados claves. Consecuentemente, en ese mismo momento los Accionistas, le otorgaron a la Junta Directiva la autoridad para administrar el plan, el cual será gestionado a través de un Fideicomiso Administrativo; resolvieron reservar 8,750,000 acciones Serie A para ser utilizadas en el mismo; y establecieron como fecha de entrada en vigencia el 4 de abril de 2018.

El mencionado plan tiene los siguientes beneficios pagados a ciertos ejecutivos y empleados que se consideran pagos basados en acciones:

32.1 Opción de compra de acciones

La opción de compra de acciones le otorga al participante del derecho a adquirir una cantidad de acciones durante un cierto período de tiempo. Las opciones de compra de acciones se otorgarán de la siguiente manera: (i) 33% el primer año; (ii) 33% el segundo año; y (iii) 34% el tercer año con respecto a la fecha en que se proporcionen las opciones sobre acciones a los participantes. Una vez otorgadas, las Opciones sobre acciones se pueden ejercer hasta 5 o 10 años, según el caso, a partir de la fecha en que se conceden. El plan establece que el valor de las opciones que se otorgarán se determinará utilizando el Modelo de Black & Sholes.

La siguiente tabla muestra el número de opciones de compra otorgadas y el precio promedio ponderado de ejercicio ("WAEP", por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante el año:

		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022		lo el 31 de 2021
-	Número de opciones de compra	Número de WAEP		WAEP
Al inicio del año	9,124,109	4.85	opciones de compra 5,668,825	6.07
Otorgadas durante el año	1,416,119	7.05	3,455,284	2.85
Al cierre del año	10,540,228	5.15	9,124,109	4.85

La siguiente tabla enumera las entradas a los modelos utilizados para el plan por el año:

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Rentabilidad por dividendo (%)	0.0%	0.0%
Volatilidad esperada (%)	33.5%	34.0%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	1.9%	1.4%
Vida remanente de las opciones sobre acciones (años)	10	10
Precio Promedio Ponderado de las acciones (USD)	7.05	2.85
Modelo utilizado	Black-Scholes	Black-Scholes

La vida remanente de las opciones sobre acciones se basa en datos históricos y expectativas actuales y no es necesariamente indicativo de los patrones de ejercicio que pueden ocurrir. La volatilidad esperada refleja el supuesto de que la volatilidad histórica en un período similar a la vida de las opciones es indicativa de tendencias futuras, que pueden no ser necesariamente el resultado real.

El valor razonable promedio ponderado de las opciones otorgadas durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 fue de 3.26 y 1.20, respectivamente.

De acuerdo con la NIIF 2, los planes de compra de acciones se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, el gasto de compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con el plan de opción de compra, ascendió a 3,673 y 4,377, respectivamente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

32.2 Acciones restringidas

Una o más acciones se entregan a los participantes del plan de forma gratuita o con un valor mínimo una vez que se cumplen las condiciones. La acción restringida se otorga de la siguiente manera (i) 33% el primer año, (ii) 33% el segundo año y (iii) 34% el tercer año con respecto a la fecha en que se otorga la acción restringida a los participantes.

La siguiente tabla muestra el número de acciones restringidas otorgadas y WAEP del año y sus movimientos durante el año:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	5,762,338	4.53	3,769,299	5.41
Otorgadas durante el año	940,215	7.05	1,993,039	2.85
Anuladas durante el año	(32,763)	2.95	-	-
Al cierre del año	6,669,790	4.89	5,762,338	4.53

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, el gasto por compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con el plan de acciones restringidas, ascendió a 6,372 y 6,215, respectivamente. Las acciones restringidas Serie A emitidas en el ejercicio se revelan en la Nota 21.1.

De acuerdo con la NIIF 2, las acciones restringidas se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento. Esta valoración es el resultado de multiplicar el número total de acciones de la Serie A que se depositarán en el Fideicomiso Administrativo y el precio por acción.

Todas las acciones restringidas pendientes se consideran en circulación para fines del cálculo de la ganancia por acción tanto básica como diluida.

32.3 Acciones restringidas de rendimiento

Una o más acciones se entregan a los participantes del plan de forma gratuita o con un valor mínimo, una vez que se cumplen las condiciones estipuladas en el plan. Es decir, dichas acciones se otorgan, según el rendimiento de distintas variables de la Compañía y transcurridos tres años desde la fecha de otorgamiento.

La siguiente tabla muestra el número de acciones restringidas de rendimiento otorgadas y WAEP y sus movimientos durante el año:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021	
	Número de acciones Serie A	es WAEP Número de acciones Serie A		WAEP
Al inicio del año	-	-	-	-
Otorgadas durante el año	3,705,757	7.05	-	-
Al cierre del año	3,705,757	7.05	-	-

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, el gasto por compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, relacionado con las acciones restringidas de rendimiento, ascendió a 6,531.

De acuerdo con la NIIF 2, las acciones restringidas de rendimiento se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de otorgamiento. Esta valoración es el resultado de multiplicar el número total de acciones de la Serie A que se depositarán en el Fideicomiso Administrativo y el precio por acción.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 33. Información complementaria sobre las actividades de petróleo y gas (no auditada)

La siguiente información sobre las actividades de petróleo y gas se ha preparado de acuerdo con la metodología prescrita por la ASC No. 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", modificada por ASU 2010 - 03 "Reservas de petróleo y gas, estimaciones y revelaciones", publicada por Financial Accounting Standard Board ("FASB") en enero de 2010 para alinear los requisitos actuales de estimación y divulgación con los requisitos establecidos en las reglas e interpretaciones finales de la Security and Exchange Commission ("SEC"), publicadas el 31 de diciembre de 2008. Esta información incluye las actividades de producción de petróleo y gas de la Compañía realizadas en Argentina y México.

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados y los gastos que se incurrieron durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021. La adquisición de propiedades incluye el costo de adquisición de propiedades de petróleo y gas probadas o no probadas. Los costos de exploración incluyen los costos necesarios para retener propiedades no desarrolladas, costos de adquisición sísmica, interpretación de datos sísmicos, modelos geológicos, costos de perforación de pozos de exploración y pruebas de pozos perforados. Los costos de desarrollo incluyen, entre otros, los costos de perforación y equipos para pozos de desarrollo, la construcción de instalaciones para extracción, tratamiento, transporte y almacenamiento de hidrocarburos y todos los costos necesarios para mantener las instalaciones para las reservas desarrolladas existentes.

Año finalizado el 31 de diciembre de 2022

	uc 2022		
	Argentina	México	
Adquisición de propiedades			
Probadas	(68,743)	-	
No probadas	-	-	
Total adquisición de propiedades	(68,743)	-	
Exploración	-	(624)	
Desarrollo	(426,991)	(4,368)	
Total costos incurridos	(495,734)	(4,992)	

Año finalizado el 31 de diciembre

	ue 2021		
	Argentina	México	
Adquisición de propiedades	-		
Probadas	-	-	
No probadas	(69,693)	<u>-</u>	
Total adquisición de propiedades	(69,693)	-	
Exploración	-	(561)	
Desarrollo	(280,686)	(13,475)	
Total costos incurridos	(350,379)	(14,036)	

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Costos capitalizados

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, para propiedades de petróleo y gas probadas y no probadas, y la depreciación acumulada:

Año finalizado el 31 de diciembre de 2022

	uc 2022		
	Argentina	México	
Propiedades probadas (1)			
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	71,839	723	
Propiedad minera y pozos	2,108,966	40,381	
Obras en curso	148,964	4,984	
Costos brutos capitalizados	2,329,769	46,088	
Depreciación acumulada	(773,424)	(2,972)	
Total costos capitalizados netos	1,556,345	43,116	

Año finalizado el 31 de diciembre de 2021

	uc 2021		
	Argentina	México	
Propiedades probadas (1)	_		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	37,519	476	
Propiedad minera y pozos	1,614,708	34,698	
Obras en curso	84,978	6,267	
Costos brutos capitalizados	1,737,205	41,441	
Depreciación acumulada	(549,885)	(281)	
Total costos capitalizados netos	1,187,320	41,160	

⁽¹⁾ Incluye montos relacionados con la obligación por taponamiento y abandono de pozos y por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, la reversión del deterioro de activos de larga duración.

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Resultados de operaciones

El desglose de los resultados de las operaciones que se muestran a continuación resume los ingresos y gastos directamente asociados con las actividades de producción de petróleo y gas para los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021. El impuesto sobre la renta para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Ingresos por ventas a clientes	1,143,820	652,187
Total ingresos	1,143,820	652,187
Costos de producción excluyendo la depreciación		
Costos de operación y otros	(133,885)	(108,028)
Regalías	(144,837)	(86,241)
Total costos de producción	(278,722)	(194,269)
Depreciación, agotamiento y amortización	(234,862)	(191,313)
Gastos de exploración	(624)	(561)
Descuento del pasivo por taponamiento y abandono de pozos	(2,444)	(2,546)
Reversión de deterioro de activos de larga duración	<u>=</u>	14,044
Resultado de operación antes de impuesto	627,168	277,542
Impuesto sobre la renta	(188,150)	(83,263)
Resultado de las operaciones de petróleo y gas	439,018	194,279

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Reservas estimadas de petróleo y gas

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2022 son reservas netas atribuibles a Vista auditadas por DeGolyer and MacNaughton para los activos situados en Argentina y México.

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2021 son reservas netas atribuibles a Vista auditadas por DeGolyer and MacNaughton para los activos situados en Argentina, y Netherland Sewell & Associates para los activos situados en México.

Las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, por análisis de geociencias y datos de ingeniería, pueden estimarse con una certeza razonable para que sean económicamente producibles, desde una fecha determinada en adelante, desde reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas existentes, los métodos operativos y las regulaciones gubernamentales, antes del momento en que expiran los contratos que otorgan el derecho a operar, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para la estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que comenzará el proyecto dentro de un tiempo razonable. En algunos casos, se pueden requerir inversiones sustanciales en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para recuperar las reservas probadas.

La Compañía considera que sus estimaciones de los volúmenes de reservas de petróleo y gas recuperables probados remanentes son razonables y dichas estimaciones se han preparado de acuerdo con las normas de la SEC y ASC 932, con sus respectivas modificaciones. En consecuencia, los precios del crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron el precio promedio durante el período de 12 (doce) meses anteriores a la fecha de finalización del 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente, determinado como un promedio aritmético no ponderado del primer día precio del mes para cada mes dentro de dichos períodos. Además, dado que no hay precios de gas natural en el mercado de referencia disponibles en Argentina, VISTA utilizó los precios promedio de gas realizados durante el año para determinar sus reservas de gas. Adicionalmente para ciertos volúmenes de gas Vista obtendrá un precio incentivo subsidiado por el Gobierno Argentino a través del "Plan Gas IV". Para ciertas áreas se estima un precio promedio ponderado por volumen subsidiado.

Las auditorías independientes llevadas a cabo por DeGolyer and MacNaughton al 31 de diciembre de 2022, para Argentina y México, y por DeGolyer and MacNaughton en Argentina y Netherland Sewell & Associates en México al 31 de diciembre de 2021, cubrieron el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía.

En todos los casos, se auditaron las estimaciones probadas de reservas de petróleo y gas natural de acuerdo con la Regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de acuerdo con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas del ASC Topic 932 de FASB. Proporcionamos toda la información requerida durante el curso de los procesos de auditoría. En Argentina, las regalías pagaderas a las provincias no se han deducido de las reservas probadas informadas. El gas incluye la venta y el consumo de gas.

Los volúmenes de líquidos de hidrocarburos representan petróleo crudo, condensado, gasolina y GLP que se recuperarán en la separación en el campo y el procesamiento de la planta y se reportan en millones de barriles ("MMBbl"). Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas esperadas y el uso de combustible en el campo, y se reportan en miles de millones (10°) pies cúbicos estándar ("Bcf" por sus siglas en inglés) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60 ° F. Los volúmenes de gas son el resultado de la separación y el procesamiento en el campo, que se reducen por inyección, venteo y encogimiento, e incluyen el volumen de gas consumido en el campo para las operaciones de producción. Las reservas de gas natural fueron convertidas a líquido equivalente utilizando el factor de conversión de 5.615 pies cúbicos de gas natural por 1 barril de líquido equivalente.

Las siguientes tablas muestran las reservas probadas netas de petróleo (incluyendo crudo, condensado y gas natural licuado) y reservas netas de gas natural al 31 de diciembre de 2022 y 2021 al porcentaje de interés de VISTA en sus respectivas concesiones:

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2022

Argentina	Petróleo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	68.3	99.2	17.7
Probadas no desarrolladas	136.8	139.7	24.8
Total reservas probadas	205.1	238.9	42.5

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

México	Petróleo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	0.2	0.1	0.0
Probadas no desarrolladas	2.7	5.9	1.1
Total reservas probadas	2.9	6.0	1.1

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2021

Argentina	Petróleo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	48.2	90.8	16.2
Probadas no desarrolladas	95.1	99.4	17.7
Total reservas probadas	143.3	190.2	33.9

México	Petróleo (1)	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	0.3	0.2	0.0
Probadas no desarrolladas	3.0	6.0	1.1
Total reservas probadas	3.3	6.2	1.1

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

Las siguientes tablas muestran la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de diciembre de 2022:

Argentina	Petróleo (1)	Gas natural (6)	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no			,
desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2021	143.3	190.2	33.9
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores (2)	9.1	0.9	0.2
Extensión y descubrimientos (3)	65.4	62.0	11.0
Compras de reservas probadas en el lugar (4)	2.0	2.0	0.4
Producción del año (5)	(14.6)	(16.3)	(2.9)
Reservas al 31 de diciembre de 2022	205.1	238.9	42.5

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de Gas Natural (+0.9 Bcf) están principalmente relacionadas con:

⁽²⁾ La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de Petróleo (+9.1MMbbl) está principalmente relacionada con:

⁽a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) una mejor performance de los 32 (treinta y dos) pozos en producción en la concesión Bajada del Palo Oeste con objetivo no convencional de Vaca Muerta (+4.78 MMbbl); (ii) una mejor performance de los 28 (veintiocho) pozos perforados en 2022 en la concesión Bajada del Palo Oeste con objetivo no convencional de Vaca Muerta, que forman parte del acuerdo de *farmout I* mencionado en la Nota 29.3.2.1. (+2.54 MMbbl); (iii) un efecto negativo combinado de otros campos (-0.62 MMbbl); y (iv) una revisión de precios por (+0.75 MMbbl).

⁽b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) una revisión al alza de la concesión no convencional de Bajada del Palo Oeste por un ajuste de largo de rama sin impactar en el pozo tipo (+0.87 MMbbl); (ii) una revisión al alza en la concesión Entre Lomas Río Negro por la adición de un pozo en el yacimiento Charco Bayo, con objetivo en las formaciones Tordillo y Punta Rosada (+0.31 MMbbl); (iii) una revisión al alza por cambios en el plan de desarrollo, con el agregado de 2 (dos) pozos y 2 (dos) workovers en el bloque Jagüel de los Machos (+0.12 MMbbl); (iv) cambios menores en actividad del bloque 25 de Mayo – Medanito (+0.05 MMbbl); (v) una revisión a la baja asociada con la remoción de 2 (dos) pozos con objetivo la formación convencional Lotena en la concesión Bajada del Palo Oeste (-0.28 MMbbl); y (vi) una revisión de precios por (+0.58 MMbbl).

⁽a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) una mejor performance y ajuste de la relación Gas – Petróleo ("GOR" por sus siglas en inglés) basados en los resultados de los últimos ensayos de los 32 (treinta y dos) pozos no convencionales en producción en la concesión Bajada del Palo Oeste (+4.83 Bcf); (ii) una menor performance en los pozos convencionales en la concesión Bajada del Palo Oeste (-2.52 Bcf); (iii) una menor performance de los pozos de los campos Charco Bayo y Piedras Blancas, en la concesión Elo Río Negro (-4.81 Bcf); (iv) un efecto combinado prácticamente neutro en el resto de los campos (-0.38 Bcf); y (v) una revisión de precios por (+2.54 Bcf).

⁽b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) una revisión al alza de la concesión no convencional Bajada del Palo Oeste por un ajuste de largo de rama sin impactar en el pozo tipo (+1.00 Bcf); (ii) una revisión al alza de la concesión Elo Río Negro por la adición de un pozo en el yacimiento Charco Bayo,

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

con objetivo las formaciones Tordillo y Punta Rosada (+1.34 Bcf); (iii) una revisión al alza por cambios en el plan de desarrollo, con el agregado de 2 (dos) pozos y 2 (dos) workovers en el bloque Jagüel de los Machos (+0.13 Bcf); (iv) cambios menores en actividad del bloque 25 de Mayo – Medanito (+0.02 Bcf); (v) una revisión a la baja asociada con la remoción de 2 (dos) pozos con objetivo en la formación convencional Lotena en la concesión Bajada del Palo Oeste (-2.21 Bcf); y (vi) una revisión de precios por (+0.96 Bcf).

- (3) La variación en las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas por extensión y descubrimiento de Petróleo (+65.4 MMbbl) y gas natural (+62.0 Bcf) están principalmente relacionada con:
- (a) Respecto a las reservas probadas desarrolladas: (i) la perforación de 16 (dieciséis) pozos (4 pads) con objetivo en Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (+13.44 MMbbl, +12.30 Bcf); (ii) la perforación de 12 (doce) pozos con objetivo en Vaca Muerta en la concesión Aguada Federal (+7.73 MMbbl, +8.36 Bcf); y (iii) la perforación de 2 (dos) pozos (1 pad) en Bajada del Palo Este con objetivo en Vaca Muerta (+2.75 MMbbl, +0.89 Bcf).
- (b) Respecto a las reservas probadas no desarrolladas: (i) la perforación de 13 (trece) pozos (4 pads) con objetivo en la formación Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (+14.08 MMbbl, +13.91 Bcf); (ii) la perforación de 2 (dos) pozos (1 pad) en Bajada del Palo Este (+2.71 MMbbl, +1.39 Bcf); y (iii) la perforación de 28 (veintiocho) pozos (13 pads) en Aguada Federal (+24.69 MMbbl, +25.15 Bcf).
- (4) La variación por las compras de reservas de Petróleo (+2.00 MMbbl) y Gas Natural (+2.00 Bcf) están principalmente relacionados con el acuerdo de *farmout* II con Trafigura mencionado en la Nota 1.2.2. Al 31 de diciembre de 2021, 4 (cuatro) pozos eran probados no desarrollados, mientras que otros 4 (cuatro) pozos eran no probados. Al 31 de diciembre de 2022, los 8 (ocho) pozos son probados no desarrollados.
- (5) Considera la producción atribuible a Vista Argentina.

⁽⁶⁾ El consumo interno de gas natural representó un 11.1% al 31 de diciembre de 2022.

México	Petróleo (1)	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no			
desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2021	3.3	6.2	1.1
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores (2)	(0.3)	(0.1)	(0.0)
Compras y ventas de reservas probadas en el			
lugar	-	-	_
Producción del año (3)	(0.2)	(0.1)	(0.0)
Reservas al 31 de diciembre de 2022	2.9	6.0	1.1

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

Las siguientes tablas muestran la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2020 y el 31 de diciembre de 2021:

de dicienible de 2021.				
Argentina	Petróleo (1)	Gas natural (6)	Gas natural	
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MBbl)	
Reservas probadas (desarrolladas y no				
desarrolladas)				
Reservas al 31 de diciembre de 2020	99.4	160.0	28.4	
Incremento (disminución) atribuible a:				
Revisión de estimaciones anteriores (2)	3.8	(5.4)	(0.9)	
Extensión y descubrimientos (3)	53.5	53.7	9.6	
Compras de reservas probadas en el lugar (4)	(2.2)	(1.9)	(0.3)	
Producción del año (5)	(11.2)	(16.2)	(2.9)	
Reservas al 31 de diciembre de 2021	143.3	190.2	33.9	

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas totales de Gas Natural (-5.4 Bcf) se asocian principalmente a: (i) la revisión de la curva tipo de las reservas probadas no desarrolladas de la formación Lotena (-4.9 Bcf) luego de los resultados de la perforación de los pozos durante el año 2021; (ii) una performance más baja en pozos convencionales de Borde Montuoso en Bajada del Palo Oeste (-4.0 Bcf), de los pozos de Gas natural de Charco Bayo en

⁽²⁾ Las revisiones de las reservas probadas desarrolladas de petróleo y condensado y gas natural están asociadas a una mejor performance de los pozos (0.05 MMbbl) y a las últimas tendencias de GOR (-0.04 Bcf). La variación de las reservas probadas no desarrolladas de petróleo y condensado, y gas (-0.34 MMbbl, -0.02 Bcf) están relacionadas con un ajuste de la curva tipo luego de los resultados del pozo Vernet-1001.

⁽³⁾ Considera la producción atribuible a Vista Holding II.

⁽²⁾ La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas totales de Petróleo (+3.8 MMbbl) se asocian principalmente a: (i) una extensión del límite económico de las diferentes concesiones (+3.3 MMbbl) debido a mejores precios de los hidrocarburos líquidos (de 41.97 USD por barril a 54.99 USD por barril de petróleo condensado y C5+ y de 19.16 USD por barril a 26.87 USD por barril de LPG); (ii) una mejor performance de los pozos no convencionales de Bajada del Palo Oeste (+2.6 MMbbl); compensado parcialmente por: (iii) una menor performance de la producción base de los pozos convencionales de Bajada del Palo Oeste (-0.6 MMbbl), 25 de Mayo-Medanito (-0.6 MMbbl), ELo Río Negro (-0.5 MMbbl) y Coirón Amargo Norte (-0.4 MMbbl).

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

la concesión ELo Río Negro (-2.3 Bcf); (iii) una menor performance del pozo nuevo de Gas natural seco perforado en el año 2021 en la concesión Bajada del Palo Oeste (-1.8 Bcf); (iv) un cambio en el plan de desarrollo en los reservorios de Gas natural de los campos convencionales (-1.1 Bcf), compensado parcialmente por: (v) una mejor performance de los pozos no convencionales de Bajada del Palo Oeste (+2.9 Bcf); y (vi) por una extensión del límite económico de las diferentes concesiones (+5.8 Bcf) debido a mejores precios de venta del Gas natural (de 2.81 USD por pie cúbico a 3.92 USD por pie cúbico).

⁽⁶⁾ El consumo interno de gas natural representó un 12.9% al 31 de diciembre de 2021.

México	Petróleo (1)	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bcf)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			,
Reservas al 31 de diciembre de 2020 Incremento (disminución) atribuible a:	0.2	0.7	0.1
Revisión de estimaciones anteriores (2) Compras y ventas de reservas probadas en el	1.5	3.0	0.5
lugar ⁽³⁾	1.7	2.4	0.4
Producción del año (3)	(0.1)	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2021	3.3	6.2	1.1

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla describe los flujos de efectivo futuros estimados de la producción futura de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado, líquidos de gas natural y gas natural. Tal como lo prescriben las normas de Modernización de la Información de Petróleo y Gas de la SEC y la ASC 932 de la Codificación de las Normas de Contabilidad ("ASC") de FASB relacionadas con las Actividades Extractivas - Petróleo y Gas (anteriormente Divulgaciones de la SFAS No. 69 sobre Actividades de Producción de Petróleo y Gas) los flujos se estimaron utilizando el promedio de 12 (doce) meses de los precios de referencia del primer día del mes y se ajustaron por diferenciales de ubicación y calidad y utilizando un factor de descuento anual del 10%. Los costos futuros de desarrollo y abandono incluyen los costos estimados de perforación, las instalaciones de desarrollo y explotación y los costos de abandono. Estos costos de desarrollo futuro fueron estimados en base a las evaluaciones hechas por VISTA. El impuesto a la renta futuro se calculó aplicando las tasas impositivas legales vigentes en Argentina en cada período.

⁽³⁾ La variación en las reservas probadas totales por extensión y descubrimiento de Petróleo (+53.5 MMbbl) y Gas natural (+53.7 Bcf) se asocian principalmente con: (i) la extensión del acreage probado no desarrollado con la incorporación de 11 (once) pads (44 pozos) categorizados como probados no desarrollados debido a la perforación exitosa en la formación no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (+46.2 MMbbl , +46.5 Bcf); y (ii) la extensión del acreage probado desarrollado asociado con la perforación de 2 (dos) pads no probados (8 pozos) (correspondientes a PAD 35 y PAD 44) en la formación no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste, bajo el acuerdo de *farmout* I con Trafigura (+7.3 MMbbl, +7.2 Bcf).

⁽⁴⁾ La variación por las compras o ventas de reservas de Petróleo (-2.2 MMbbl) y Gas Natural (-1.9 Bcf) están asociadas con: (i) la venta de la participación (10%) en CASO (-1.4 MMbbl, -1.0 Bcf); (ii) el acuerdo de *farmout* I mencionado en la Nota 29.3.2.1, relacionado al PAD 12 (4 pozos) en la formación no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (-0.9 MMbbl, -0.9 Bcf); parcialmente compensada por (iii) la adquisición del 50% de la participación en la concesión Aguada Federal (+0.1 MMbbl).

⁽⁵⁾ Considera la producción atribuible a Vista Argentina.

⁽²⁾ Las revisiones de las reservas probadas desarrolladas de petróleo y condensado y gas natural están asociadas a la aprobación del plan de desarrollo aprobada por la CNH, así como la perforación y completación de pozos Vernet-1001.

⁽³⁾ La variación por las compras o ventas de reservas de Petróleo (+1.7 MMbbl) y Gas natural (+2.4 Bcf) se asocian principalmente a la transferencia de activos en México, en la cual la compañía incremento la participación al 100% del área CS-01 (ver Nota 29.3.11)

⁽⁴⁾ Considera la producción atribuible a Vista Holding II.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Esta medida estandarizada no pretende ser y no debe interpretarse como una estimación del valor de mercado de las reservas de la Compañía. El propósito de esta información es proporcionar datos estandarizados para ayudar a los usuarios de los estados financieros a comparar diferentes compañías y realizar ciertas proyecciones. Es importante señalar que esta información no incluye, entre otros elementos, el efecto de cambios futuros en los costos de los precios y las tasas de impuestos, que la experiencia pasada indica que es probable que ocurra, así como el efecto de los flujos de efectivo futuros de las reservas, que aún no se han clasificado como reservas probadas, de un factor de descuento más representativo del valor del dinero en el transcurso del tiempo y de los riesgos inherentes a la producción de petróleo y gas. Estos cambios futuros pueden tener un impacto significativo en los flujos de efectivo netos futuros que se presentan a continuación. Por todas estas razones, esta información no indica necesariamente la percepción que la Compañía tiene sobre los flujos de efectivo netos futuros descontados de la reserva de hidrocarburos.

	Al 31 de diciembre de 2022 ⁽¹⁾	Al 31 de diciembre de 2021 ^{(1) (2)}
Flujos futuros de efectivo	16,118	8,506
Costos futuros de producción	(4,634)	(2,638)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(2,142)	(1,294)
Impuesto sobre la renta futuro	(3,009)	(1,432)
Flujos de efectivos descontados netos	6,333	3,142
10% de descuento anual	(3,092)	(1,630)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros		
descontados (netos) (2)	3,241	1,512

⁽¹⁾ Importes expresados en millones de dólares estadounidenses ("MM USD").

Cambios en la medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla revela los cambios en la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados para los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022 ⁽¹⁾	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021 ⁽¹⁾
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros		
descontados al inicio del año	1,512	738
Variación neta en precios de venta y costos de producción		
relacionados con la producción futura (2)	1,170	783
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro (3)	(2,632)	28
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad (4)	229	44
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras (5)	1,790	1,006
Acumulación de descuento	1,585	116
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar (6)	55	(40)
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto		
de los costos de producción	820	(429)
Costos de desarrollo estimados previamente incurridos	(460)	(263)
Variación neta en el impuesto sobre la renta (7)	(852)	(471)
Otros (8)	24	-
Variación en la medida estandarizada de los flujos de		
efectivo futuros descontados del año	1,729	774
Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros		
descontados al final del año	3,241	1,512

⁽¹⁾ Importes expresados en millones de dólares estadounidenses.

⁽²⁾ Al 31 de diciembre de 2021, la medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados (netos) corresponde a las estimaciones de valor de las reservas en Argentina. La tabla no incluye las estimaciones de valor de las reservas de las áreas en México (24 MM USD al 31 de diciembre 2021).

⁽²⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente afectado por un aumento en los precios del petróleo y condensado, gas y LPG vigentes en Argentina, los cuales aumentaron de 54.99 USD por barril a 72.32 USD por barril de petróleo, condensado y C5+, de 26.87 USD por barril a 31.19 USD por barril de GLP, y de 3.92 USD por pie cúbico a 4.86 USD por pie cúbico de gas de venta. Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 principalmente afectado por un aumento en los precios del petróleo y condensado, gas y LPG vigentes, los que aumentaron de 41.97 USD por barril a 54.99 USD por barril de petróleo, condensado y C5+, de 19.16 USD por barril a 26.87 USD por barril de GLP, y de 2.81 USD por pie cúbico a 3.92 USD por pie cúbico de gas de venta.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- (3) Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, relacionado a revisiones de costos de desarrollo del área no convencional de Bajada del Palo Oeste.
- (4) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente afectado por la extensión en los limites económicos de los activos por un aumento en los precios del petróleo y condensado, gas y LPG vigentes, los que aumentaron de 54.99 USD por barril a 72.32 USD por barril de petróleo, condensado y C5+, de 26.87 USD por barril a 31.19 USD por barril de GLP, y de 3.92 USD por pie cúbico a 4.86 USD por pie cúbico de gas de venta, parcialmente compensado por una mayor declinación en ciertos activos de gas convencionales. Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente afectado por la extensión en los limites económicos de los activos por un aumento en los precios del petróleo y condensado, gas y LPG vigentes, los que aumentaron de 41.97 USD por barril a 54.99 USD por barril de petróleo, condensado y C5+, de 19.16 USD por barril a 26.87 USD por barril de GLP, y de 2.81 USD por pie cúbico a 3.92 USD por pie cúbico de gas de venta, parcialmente compensado por una mayor declinación en ciertos activos de gas convencionales.
- (5) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, asociado principalmente a la extensión del área probada por la inclusión de 32 pozos en reservas probadas en el área Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta con resultados positivos, adicionalmente a la incorporación de reservas probadas de área Bajada del Palo Este no convencional y el inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta en el área Aguada Federal no convencional. Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, asociado principalmente a la extensión del área probada por la inclusión de 44 pozos probados no desarrollados adicionales a partir de la actividad de perforación ejecutada en el área Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta con resultados positivos.
- (6) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, se relaciona con el acuerdo de *farmout II* que otorga un 25% de participación sobre ciertos pozos de Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta a Trafigura (Ver Nota 29.3.2.2) Así mismo, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, se relaciona con el acuerdo de *farmout I* que otorga un 20% de participación sobre ciertos pozos de Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta a Trafigura (Ver Nota 29.3.2.1) y la venta del 10% de participación sobre la concesión CASO (Ver Nota 29.3.4).
- (7) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021, la variación es debido al aumento en el impuesto sobre la renta debido a mayores ingresos esperados principalmente por las extensiones y los incrementos en los precios de los hidrocarburos.
- (8) Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, incluye las estimaciones de valor de las reservas de las áreas en México.

Nota 34. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de diciembre de 2022 para determinar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 13 de marzo de 2023, fecha en que estos estados financieros estuvieron disponibles para su emisión:

- El 4 de enero de 2023, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes a los préstamos celebrados en julio de 2021 y enero de 2022, con el Banco Santander International por un monto total de 111.
- El 13 de enero de 2023, Vista Argentina pagó intereses correspondientes al contrato de préstamo celebrado con ConocoPhillips Company por un monto de 639.
- El 19 de enero de 2023, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al préstamo celebrado en enero de 2021, con el Banco Santander International por un monto total de 72.
- El 20 de enero de 2023, Vista Argentina realizó el pago de capital e intereses correspondiente al préstamo celebrado con el Banco Galicia, Banco Itaú Unibanco, Banco Santander Rio y Citibank NA ("Préstamo Sindicado") por un monto total de 24,340.
- El 27 de enero de 2023, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, fue adjudicada con 35,644 m3 y 5,944 m3/día de capacidad de almacenaje y despacho, respectivamente; en el marco del proyecto de ampliación de la terminal marítima y estación de bombeo Puerto Rosales en el cual Oiltanking Ebytem S.A. licitó 300,000 m3 y 50,000 m3/día de capacidad de almacenaje y despacho, respectivamente.

En este marco, la Compañía se comprometió a hacer un adelanto de inversión de 28,400 entre los años 2023 y 2025, el cual luego se recuperará de la tarifa mensual a partir de la puesta en servicio del proyecto. A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Compañía no ha efectuado erogaciones vinculadas con este compromiso.

- El 22 de febrero de 2023, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a la ON Clase III por 167.
- Durante los meses de enero y febrero de 2023, la Compañía colocó en circulación 385,372 acciones Serie A, relacionadas al ejercicio sin pago en efectivo de los títulos opcionales mencionado en la Nota 18.3. Las mismas no poseen valor nominal.

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

- El 23 de febrero de 2023, la Compañía aprobó el acuerdo firmado por su subsidiaria Vista Argentina con Petrolera Aconcagua Energía S.A. ("Aconcagua") por las operaciones de las siguientes concesiones en la Cuenca Neuquina, Argentina ("la Transacción"): (i) concesión de explotación de Entre Lomas, ubicado en la Provincia del Neuquén; (ii) concesión de explotación de Entre Lomas, Jarrilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito S.E., ubicados en la Provincia de Rio Negro; (iii) concesiónes de transporte de gas de Entre Lomas y Jarilla Quemada, ubicadas en la Provincia de Rio Negro; (iv) concesión de transporte de crudo 25 de Mayo-Medanito S.E., ubicada en la Provincia de Rio Negro ("las Concesiones").

La Transacción consiste en una operación en dos fases, cuya primera fase entró en vigencia a partir del 1 de marzo de 2023 ("Fecha Efectiva") y finalizará no más allá del 28 de febrero de 2027. Según los términos de la Transacción, a partir de la Fecha Efectiva:

- (i) Aconcagua se convierte en el operador de las Concesiones;
- (ii) Aconcagua pagará a Vista 26,468 en efectivo (10,000 el 15 de febrero de 2023 y 10,734 y 5,734 a pagar en marzo de 2024 y 2025, respectivamente);
- (iii) Vista retiene los derechos sobre el 40% de las reservas y producción de petróleo crudo y gas natural, y el 100% de las reservas y producción de gas licuado de petróleo de las Concesiones, hasta: (i) el 28 de febrero de 2027, o (ii) la fecha en que Vista haya recibido una producción acumulada de 4 millones de barriles de crudo y 300 millones de m3 de gas natural, lo que ocurra primero (la "Fecha de Cierre Final"). Aconcagua mantendrá el 60% de las reservas y producción de crudo y gas natural de las Concesiones;
- (iv) Aconcagua pagará el 100% de la participación de Vista en las inversiones de capital, gastos operativos y cualquier otro costo asociado con la operación de las Concesiones, incluidas regalías e impuestos;
- (v) Vista tendrá derecho a comprar hasta el 60% de participación de Aconcagua en el gas natural producido por las Concesiones a un precio de 1 USD/MMBtu hasta la Fecha de Cierre Final;
- (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, incluyendo un pago inicial y un compromiso de inversión, en los términos establecidos en la normativa aplicable en Argentina;
- (vii) Vista Argentina retendrá el derecho a explorar y desarrollar la formación Vaca Muerta en las Concesiones de Explotación, y asimismo obtener una o más concesiones no convencionales independientes y separadas para desarrollar dichos recursos;
- (viii) Vista seguirá siendo titular las Concesiones hasta a más tardar la Fecha de Cierre Final, cuando las Concesiones serán transferidas a Aconcagua sobre una base "as is where is basis", sujeto a probaciones provinciales.
- El 27 de febrero de 2023, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a las ON Clase XI y XII por 3,053.
- El 1 de marzo de 2023, Vista Argentina realizó el pago a Wintershall de la cuota 5 (cinco) relacionada con la transacción mencionada en Nota 1.2.1., por un monto de 6,250.
- El 3 de marzo de 2023, Vista Argentina emitió las ON Clase XVIII y Clase XIX por un monto de 118,542 y 16,458, a una tasa de interés fija anual de 0% y 1%, con vencimiento el 3 de marzo de 2027 y 3 de marzo de 2028, respectivamente.
- El 6 de marzo de 2023, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a las ON Clase VI y Clase XV por 212.
- El 10 de marzo de 2023, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a las ON Clase VII y Clase VIII por 744.

No hay otros eventos u operaciones que hayan ocurrido entre la fecha de estos estados consolidados y la fecha de emisión de los estados financieros que podrían afectar significativamente la situación del patrimonio o los resultados de la Compañía

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

Pablo Vera Pinto Director de Finanzas

Javier Rodríguez Galli Director Jurídico



Para efectos de lo dispuesto en el artículo 32 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (según las mismas hayan sido reformadas en cualquier momento; la "<u>Circular Única de Auditores Externos</u>"), los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad y en el ámbito de nuestras respectivas funciones, lo siguiente:

- (i) que hemos revisado la información financiera presentada en los estados financieros básicos consolidados dictaminados de Vista Energy, S.A.B. de C.V. (la "Emisora") y subsidiarias al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (los "Estados Financieros Básicos Dictaminados") a los que se refiere la Circular Única de Auditores Externos;
- (ii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados no contienen información sobre hechos falsos, así como que no hemos omitido algún hecho o evento relevante, que sea de nuestro conocimiento, que pudiera resultar necesario para su correcta interpretación a la luz de las disposiciones bajo las cuales fueron preparados;
- (iii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados y la información adicional a éstos, presentan razonablemente en todos los aspectos importantes la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora;
- (iv) que se han establecido y mantenido controles internos, así como procedimientos relativos a la revelación de información financiera relevante de la Emisora;
- (v) que se han diseñado controles internos con el objetivo de asegurar que los aspectos importantes y la información relacionada con la Emisora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realice acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial se hagan del conocimiento de la administración:
- (vi) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, mediante comunicaciones oportunas, las deficiencias significativas detectadas en el diseño y operación del control interno que pudieran afectar de manera adversa, entre otras, a la función de registro, proceso y reporte de la información financiera; y
- (vii) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, cualquier presunto fraude o irregularidad que sea de su conocimiento e involucre a la administración o a cualquier otro empleado que desempeñe un papel importante, relacionado con los controles internos.



Los términos escritos con mayúscula inicial no definidos expresamente en la presente declaración tendrán el significado que a los mismos se les atribuye en la Circular Única de Auditores Externos.

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

Miguel Galuccio

Pablo Vera Pinto Director de Finanzas

Javier Rodríguez Galli Director Jurídico



24 de abril de 2023

El suscrito, en mi carácter de Socio y apoderado legal de Mancera, S.C., manifiesto bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados que contiene el presente reporte anual de Vista Energy, S.A.B. de C.V., por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, así como el 31 de diciembre de 2021 y 2020, fueron dictaminados con fecha 13 de marzo de 2023 y 15 de marzo de 2022, respectivamente, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente reporte anual y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados por él dictaminados.

Mancera, S.C. Integrante de Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.



24 de abril de 2023

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Volcán 150, piso 5, Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo, Ciudad de México

En relación con lo dispuesto en el artículo 84 Bis de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores publicadas en el Diario oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (la "Circular Única de Emisoras"), así como, lo requerido por el artículo 39 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos ("Circular Única de Auditores Externos"), en mi carácter de Auditor Externo de la Compañía y apoderado legal de Mancera, S.C., otorgo mi consentimiento para que Vista Energy, S.A.B. de C.V., incluya en el reporte anual, a que hace referencia el artículo 33, fracción I, incisos a) y b), numeral 5 y I respectivamente, así como, el artículo 36, fracción I, inciso c) de la Circular Única de Emisoras y 39 de la Circular Única de Auditores Externos, el dictamen sobre los estados financieros que al efecto emití correspondiente al ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2022. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en el reporte anual de que se trate, así como cualquier otra información financiera incluida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros o del dictamen que, al efecto presenté, coincida con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

> Mancera, S.C. Integrante de Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.

Julium .



Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco Fax: +55 5283 1392 11520 México ey.com/mx

Manifestación al cierre de la auditoria del Despacho y del Auditor Externo Independiente requerida por el articulo 37 de las Disposiciones de Carácter General aplicables a las entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoria Externa de Estados Financieros Básicos (CUAE o Disposiciones) y por el articulo 84 de la Circular Única de Emisoras (CUE), sobre el cumplimiento de los requisitos de Independencia de conformidad con el articulo 6 de la CUAE.

13 de marzo de 2023

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Comités de Auditoría y Prácticas Societarias

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 de la Circular Única de Auditores Externos (CUAE) y por el artículo 84 de la Circular Única de Emisoras, sobre el cumplimiento de Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, respecto a lo previsto en el artículo 6 de la CUAE y con la finalidad que Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("Vista" o "la Compañía") y sus Comités de Auditoría y Prácticas Societarias den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE respecto de verificar que tanto Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, se apegan a los requisitos de Independencia, manifiesto bajo protesta de decir verdad que tanto Mancera. S.C., las personas que integran el equipo de auditoria asignado a este proyecto de servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme al contrato de prestación de servicios con fecha 20 de octubre de 2022, celebrado entre Mancera, S.C. y la compañía (Carta Convenio) y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C., que a la fecha de celebración de la Carta Convenio, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa y de los comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (descritos en el apartado 1 de la Carta Convenio), cumplimos con los siguientes reguisitos:

- Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo, somos independientes y cumplimos con los supuestos a que se refieren las fracciones I a XI del artículo 6 de la CUAE, según se describe a continuación:
 - I. Los ingresos que percibe Mancera, S.C., provenientes de la Compañía o de sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o las personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio derivados de la prestación de los servicios, no representan en su conjunto el 10% o más de los ingresos totales de Mancera. S.C., durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2022.
 - II. Ni Mancera, S.C., ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente de la Compañía ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ha sido cliente o proveedor importante de la Compañía o, de sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2022.

Se considera que un cliente o proveedor es importante cuando sus ventas o compras a la Compañía o, a sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, representen en su conjunto el 10 % o más de sus ventas totales o, en su caso, compras totales.

- III. Ni el suscrito ni algún socio de Mancera, S.C., no son y no fuimos durante el año inmediato anterior a mi designación como Auditor Externo Independiente, consejero, director general o empleado que ocupe un cargo dentro de los dos niveles inmediatos inferiores a este último en la Compañía, en sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- IV. Ni Mancera, S.C., ni el suscrito ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso el cónyuge, concubina, concubinario a dependiente económico de las personas físicas anteriores, tenemos inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Compañía o, en su caso, por sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, ni tenemos títulos de crédito que representen dichos valores o derivados que los tengan como subyacente, salvo que se trate de depósitos a plazo fijo, incluyendo certificados de depósito retirables en días preestablecidos, aceptaciones bancarias o pagarés con rendimiento liquidable al vencimiento, siempre y cuando estos sean contratados en condiciones de mercado.

Lo previsto en esta fracción, no es aplicable a:

- a) La tenencia en acciones representativas del capital social de fondos de inversión de renta variable y en instrumentos de deuda.
- b) La tenencia en acciones representativas del capital social de una sociedad anónima, inscritas en el Registro Nacional de Valores a cargo de la Comisión, a través de fideicomisos constituidos para ese único fin en los que no intervengan en las decisiones de inversión o bien en títulos referidos a índices o canastas de acciones o en títulos de crédito que representen acciones del capital social de dos o más sociedades anónimas emitidos al amparo de fideicomisos.

- V. Ni Mancera, S.C. y ni el suscrito, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso, el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, mantienen con la Compañía o, con sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, deudas por préstamos o créditos de cualquier naturaleza, salvo que se trate de adeudos por tarjeta de crédito, por financiamientos destinados a la compra de bienes de consumo duradero por créditos hipotecarios para adquisición de inmuebles y por créditos personales y de nómina, siempre y cuando sean otorgados en condiciones de mercado.
- VI. En su caso, la Compañía, sus subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, no tienen inversiones en Mancera, S.C.
- VII. En su caso, ni Mancera, S.C. ni el suscrito en carácter de Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría proporciona a la Compañía, adicionalmente al de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme a la Carta Convenio, cualquiera de los servicios siguientes:
 - a) Preparación de los Estados Financieros Básicos incluyendo sus notas, así como de la contabilidad de la Compañía, de sus subsidiarias, asociadas. entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, así como de los datos que utilice como soporte para elaborar los mencionados Estados Financieros Básicos, sus notas o alguna partida de estos y cualquier otro tipo de servicio que tenga por objeto la preparación de dichos estados financieros.
 - b) Operación, directa o indirecta, de los sistemas de información financiera, o bien, administración de su infraestructura tecnológica que esté relacionada con sistemas de información financiera.
 - c) Diseño o implementación de controles internos sobre información financiera, así como, de políticas y procedimientos para la administración de riesgos.
 - d) Supervisión, diseño o implementación de los sistemas informáticos, sea hardware o software, que concentren datos que soportan los Estados Financieros Básicos o generen información significativa para la elaboración de estos.
 - Valuaciones, avalúos o estimaciones, excepto aquellos relacionados con estudios de precios de transferencia para fines fiscales o que no formen parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos.

- f) En su caso, administración de la Compañía, temporal o permanente, participando en las decisiones.
- g) Auditoría interna.
- h) Reclutamiento y selección de personal para que ocupen cargos de director general o de los dos niveles inmediatos inferiores al de éste, o cualquier persona cuyo puesto le permita ejercer influencia sobre la preparación de los registros contables o de los Estados Financieros Básicos sobre los que el Auditor Externo Independiente ha de expresar una opinión.
- i) Contenciosos ante tribunales, o cuando Mancera, S.C., o en carácter de Auditor Externo Independiente o algún socio o empleado del Despacho, cuenten con poder general con facultades de dominio, administración o pleitos y cobranzas otorgado por la Compañía.
- j) Elaboración de opiniones que, conforme a las leyes que regulan el sistema financiero mexicano, requieran ser emitidas por licenciados en derecho.
- k) Cualquier servicio prestado cuya documentación podría formar parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos o cualquier otro servicio que implique o pudiera implicar conflictos de interés respecto al trabajo de auditoría externa de Estados Financieros Básicos, conforme a lo señalado en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.
- VIII. Los ingresos que Mancera. S.C. percibe por auditar los Estados Financieros Básicos de la Compañía, no dependen del resultado de la propia auditoria o del éxito de cualquier operación realizada por la Compañía que tenga como sustento el Informe de Auditoría Externa.
- IX. Mancera, S.C. no tiene cuentas por cobrar vencidas con la Compañía por honorarios provenientes de servicios de auditoría o por algún otro servicio que ya se haya prestado a la Compañía, a la fecha de emisión del Informe de Auditoría.
- X. Ni Mancera, S.C., ni el Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, se ubica en alguno de los supuestos que prevé el código de ética profesional emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., o en alguno de los supuestos contemplados en el Código de Ética emitido por la Federación Internacional de Contadores, como causales de parcialidad en el juicio para expresar su opinión, siempre que dichos supuestos sean más restrictivos a los contenidos en las Disposiciones.

- XI. Mancera, S.C. y el que suscribe no identificaron amenazas que no se hubieran reducido a través de salvaguardas a un nivel aceptable para prestar el servicio de auditoría externa, conforme a los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.
- XII. En mi carácter de Auditor Externo Independiente, otorgo mi consentimiento para proporcionar a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), la información que ésta me requiera, a fin de verificar mi cumplimiento con los requisitos señalados anteriormente.
- XIII. Mancera, S. C. y el que suscribe, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos de independencia descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.

Mancera, S.C. y el que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y Apoderado Legal de Mancera, S.C., somos responsables del cumplimiento de los requisitos de independencia a que hacen referencia las disposiciones que se indican en esta manifestación de acuerdo con el artículo 6 de la CUAE

El que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente, a la fecha de celebración de la Carta Convenio celebrada entre Mancera, S.C., y la Compañía. durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022 y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa, así como, de los Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE, se reportaron a la Compañía y al Comité de Auditoría tan pronto tuvimos conocimiento de alguno de los hechos mencionados anteriormente, de acuerdo con lo descrito en el artículo 6 de la CUAE.

Suscribe

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona Socio y apoderado legal de Mancera, S.C.



Av. Ejército Nacional 843-B Tel: +55 5283 1300 Antara Polanco 11520 Mexico, D.F.

Fax: +55 5283 1392 ev.com/mx

13 de marzo de 2023

Vista Energy, S.A.B. de C.V. Comités de Auditoría y Prácticas Societarias

> Asunto: Declaraciones de conformidad con el artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (CUAE).

Presente

Para los efectos de lo previsto en el artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 26 de abril de 2018, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (en adelante la "CUAE" o las "Disposiciones"), en mi carácter de auditor externo de Vista Energy, S.A.B. de C.V., Entidad Regulada (la "Compañía") y apoderado legal de Mancera, S.C., de los estados financieros por el año que terminó el 31 de diciembre de 2022, manifiesto bajo protesta de decir verdad que, cumplo con todos los requisitos que señala dicho artículo, de acuerdo con lo siguiente:

- Que cumplo con los requisitos señalados en los artículos 4 y 5 de la CUAE. Así mismo, ١. que soy Contador Público con certificación vigente emitida por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C. número 14364 y socio del despacho Mancera, S.C. (el Despacho), contratado para la prestación profesional de servicios de auditoría externa y que el Despacho, al que represento cuenta con registro vigente número 01555, expedido el 8 de junio de 1993, por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- II. Que desde la fecha en que se prestan los servicios de auditoría externa, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de auditoría externa, así como de los comunicados y opiniones requeridos conforme a lo señalado en el artículo 15 de las Disposiciones, cumplo con los requisitos a que se refieren los artículos 4 y 5, así como que el Despacho se ajusta a lo previsto en los artículos 6, 9 y 10, en relación con el artículo 14 de las Disposiciones.

III. Que el Despacho cuenta con evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad a que se refiere el artículo 9 de las Disposiciones y participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el artículo 12 de las Disposiciones.

Asimismo, otorgo mi consentimiento expreso para proporcionar a la CNBV la información que ésta me requiera, a fin de verificar el cumplimiento de los requisitos anteriores. Así mismo, el Despacho se obliga a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos anteriores, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que concluya la auditoría de los estados financieros básicos de la Compañía.

Suscribe,

C.P.C. Arturo Figueroa Carmona

Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.



Informe Anual del Comité de Auditoría del 2022



Ciudad de México. Estados Unidos Mexicanos al 13 de marzo de 2023

INFORME ANUAL DEL COMITE DE AUDITORÍA DE VISTA ENERGY, S.A.B. DE C.V.

Al Consejo de Administración de Vista Energy, S.A.B. de C.V. Presente

Estimados señores y señoras:

El suscrito, en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría (el "Comité") de Vista Energy, S.A.B. de C.V. (la "Sociedad"), con fundamento en lo dispuesto por el artículo 43, fracción II de la Ley del Mercado de Valores ("LMV") y el artículo 38 de los estatutos sociales de la Sociedad, me permito rendir, en representación del Comité, el informe anual aprobado por la totalidad de los miembros del Comité, respecto de las actividades realizadas en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022.

De conformidad con las disposiciones contenidas en la LMV, durante el ejercicio social de referencia, el Comité se enfocó durante este periodo, de manera general, en desarrollar distintas actividades en materia de auditoría que la ley aplicable y los estatutos sociales de la Sociedad le confieren, con el fin de apoyar al Consejo de Administración en la administración de la Sociedad, así como en celebrar reuniones periódicas y continuas con distintos directivos relevantes de la Sociedad.

Por lo que respecta a conceptos específicos correspondientes a las funciones aprobadas para este Comité, damos a conocer lo siguiente:

ESTADOS FINANCIEROS

Revisamos la información financiera de la Sociedad correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2022, sobre la cual no detectamos irregularidades, por lo cual recomendamos su presentación al Consejo de Administración de la Sociedad para su aprobación y publicación.

Revisamos los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, dictaminados por el órgano correspondiente de la Sociedad, así como por Mancera, S.C., EY México, integrante de Ernst & Young Global Ltd., en su carácter de auditor externo de la Sociedad, y las políticas de contabilidad utilizadas en su preparación, las cuales fueron aplicadas de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Después de haber analizado los comentarios de los auditores externos, en conjunto con los auditores internos y con la Administración de la Sociedad, recomendamos al Consejo de Administración su aprobación, para, consecuentemente, ser presentados a la consideración de la Asamblea de Accionistas.



POLÍTICAS CONTABLES

Hemos revisamos las políticas contables más importantes seguidas por la Sociedad, las cuales fueron observadas para la preparación de los estados financieros de la Sociedad, mismas que se rigen por las Normas Internacionales de Información Financiera. Derivado de dicha revisión, recomendamos la aprobación de dichas políticas contables.

AUDITORÍA EXTERNA

Revisamos los planes de trabajo para dictaminar los estados financieros y cumplimiento de control interno proporcionados por la firma de auditores externos, los cuales fueron aprobados en su totalidad.

En nuestra entrevista y sesión del Comité con los auditores externos de la Sociedad, nos cercioramos de que cumplieran los requisitos de independencia, de conformidad con la ley aplicable.

El Comité evaluó el desempeño y, derivado de dicha evaluación, recomendó al Consejo de Administración de la Sociedad la ratificación de Mancera S.C., EY México, integrante de Ernst & Young Global Ltd., como auditores externos de la Sociedad, y al señor Arturo Figueroa Carmona, como socio encargado de la auditoría de la Sociedad, así como la aceptación de sus propuestas económicas de honorarios profesionales.

MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS

Durante el ejercicio 2022, no fue necesario adoptar medidas preventivas ni correctivas por la Sociedad para evitar incumplimientos a los lineamientos y/o políticas de operación y de registro contable de la Sociedad y sus subsidiarias.

SEGUIMIENTO DE ACUERDOS DE LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS Y EL CONSEJO DE ADMINISTRACION

Fuimos informados de los acuerdos adoptados por las asambleas generales de accionistas y por el Consejo de Administración, concluyendo que sus resoluciones fueron ejecutadas conforme a lo que se determinó en cada caso.

OBSERVACIONES RESPECTO DE LA CONTABILIDAD, CONTROL INTERNO Y AUDITORÍA INTERNA Y/O EXTERNA DE LA SOCIEDAD

Durante el ejercicio 2022, no fue necesario realizar observaciones particulares respecto de la contabilidad, control interno y auditoría interna y/o externa ni se recibieron observaciones formuladas por accionistas, consejeros, directivos relevantes, empleados o cualquier otro tercero, en relación con estas cuestiones.



ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

Durante el ejercicio social señalado, el Comité de Auditoría se reunió para sesionar en forma presencial en 3 ocasiones, el 26 de abril en Ciudad de México, Estados Unidos Mexicanos, el 25 de julio en Londres, Inglaterra y 25 de octubre en Nueva York, EE.UU. y en 3 ocasiones a través del sistema de videoconferencia, los días el 21 de febrero (Resolución Unánime), 15 de marzo (Resolución Unánime) y el 26 de septiembre.

Hemos llevado a cabo reuniones regulares del Comité con los directivos relevantes de la Sociedad en materia financiera, contable y de auditoría interna para mantenernos informados de la marcha de la Sociedad y las actividades y eventos relevantes.

También nos reunimos con los auditores externos de la Sociedad para discutir el desarrollo de su trabajo, cualesquier limitaciones que pudieran haber tenido y facilitar cualquier comunicación privada que desearan tener con el Comité.

Los trabajos que llevamos a cabo quedaron debidamente documentados en actas preparadas de cada reunión y sus anexos, las cuales fueron revisadas y aprobadas oportunamente por los integrantes del Comité.

El Presidente del Comité rindió reportes periódicos al Consejo de Administración respecto de las actividades desarrolladas por dicho Comité en el ejercicio de sus facultades.

En virtud de lo expuesto, se recomienda al Consejo de Administración someta a la aprobación de la asamblea general ordinaria de accionistas, los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio social que concluyo el 31 de diciembre de 2022.

Atentamente,

"Pierre Jean Sivignon

Presidente del Comité de Auditoría de Vista Energy, S.A.B. de C.V.



ANEXO B REPORTE DE RESERVAS D&M

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

El siguiente es una copia del reporte de DeGolyer and MacNaughton.

Este documento está destinado a dar una manifestación de ciertos datos en el reporte sobre el tema y, como tal están sujetos a las condiciones del mismo. La información y los datos contenidos en este documento pueden estar sujetos a malas interpretaciones; por lo tanto, la copia firmada de este reporte debe ser considerada como la única fuente autorizada de dicha información.



DEGOLYER AND MACNAUGHTON

5001 SPRING VALLEY ROAD SUITE 800 EAST DALLAS, TEXAS 75244

27 de enero de 2025

Vista Energy S.A.B. de C. V. Calle Volcán 150, Piso 5 Colonia Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo Ciudad de México, 1100 México

Damas y Caballeros:

De conformidad con su solicitud, este reporte de tercero presenta una evaluación independiente, al 3 lutextisia plire de 2024, de la magnitud de las estimaciones de reservas probadas de aceite, condensado, líquidos de gas natural (LGN) y gas de ciertas propiedades en Argentina y México en las que Vista Energy S.A.B. de C. V. (Vista) ha representado que posee una participación. Esta evaluación se completó el 27 de enero de 2025. Vista ha manifestado que estas propiedades representan el 100 por ciento, en barriles equivalentes netos, de las reservas netas probadas de Vista al 31 de diciembre de 2024. Las estimaciones de reservas netas probadas se han preparado conforme a las definiciones de reservas de las Reglas 4–10(a) (1)–(32) de la Regulación S–X de la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos (SEC, siglas en inglés). Este reporte se ha elaborado de conformidad con las directrices especificadas en el Artículo 1202 (a)(8) de la Regulación S–K, es una traducción al español del reporte en inglés y está destinado a ser incluido en determinados documentos presentados por Vista ante la SEC. Este documento en idioma español no puede ser presentado a la SEC.

Las reservas estimadas en este reporte están expresadas como reservas netas. Las reservas brutas se definen como el estimado total de aceite remanente que queda por producir de estas propiedades después del 31 de diciembre de 2024. Las reservas netas se definen como la porción de reservas brutas atribuibles a la participación de Vista una vez deducida las participaciones de otros. Vista ha comunicado que sus

obligaciones gubernamentales en materia de regalías se pagan en efectivo; por lo tanto, las reservas netas no se han reducido en consideración a estas regalías.

Las estimaciones de reservas deben ser consideradas únicamente como estimaciones que pueden cambiar a medida que se amplía la historia de producción y se obtenga información adicional. Dichas estimaciones no solamente se basan en la información actualmente disponible, sino que además están sujetas a incertidumbres inherentes a la aplicación de factores de juicio en la interpretación de dicha información.

La información utilizada en la preparación de este reporte se obtuvo de Vista. En la preparación de este reporte nos hemos basado, sin verificación independiente, en la información facilitada por Vista relacionada a las intereses de las propiedades evaluadas, producción de dichas propiedades, costos actuales de operación y desarrollo, precios actuales de producción, acuerdos vigentes relacionados con operaciones actuales y futuras, venta de la producción, y demás información y datos que fueron aceptados tal como fueron presentados. Para el propósito de este reporte no se consideró necesaria una inspección física de los campos.

Definición de Reservas

Las reservas de aceite incluidas en este reporte se clasifican como probadas. En este reporte solamente se evaluaron reservas probadas. Las clasificaciones de reservas utilizadas se ajustan a las definiciones de reservas de las reglas 4–10(a) (1)–(32) de la Regulación S–X de la SEC. Se considera que las reservas son económicamente producibles en el futuro a partir de reservorios conocidos, en las condiciones económicas y operativas existentes y suponiendo la continuidad de las prácticas regulatorias actuales con métodos y equipos de producción convencionales. En el análisis de curvas de declinación de la producción, las reservas se estimaron únicamente hasta el límite de las tasas económicas de producción bajo las condiciones económicas y operativas existentes, utilizando precios y costos vigentes a la fecha de este reporte, considerando cambios en los precios existentes establecidos únicamente por acuerdos contractuales, sin incluir incrementos basados en condiciones futuras. Las reservas de hidrocarburos están clasificadas de la siguiente manera:

Reservas probadas de aceite y gas — Las reservas probadas son aquellas cantidades de aceite y gas que mediante análisis de datos de geociencia e ingeniería pueden estimarse con certeza razonable que son producibles económicamente — desde una fecha determinada en adelante, a partir de reservorios conocidos, bajo condiciones

económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes – antes de la fecha de expiración de los contratos que otorgan el derecho a explotarlas, a menos que las evidencias indiquen que la renovación es razonablemente segura, ya sea utilizando métodos de estimación determinísticos o probabilísticos. El proyecto para la extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe tener certeza suficiente de que comenzará en un plazo razonable.

- (i) El área del reservorio considerado probado incluye: (A) El área identificada por perforación y limitada por contactos de fluidos, en su caso, y (B) las partes adyacentes no perforadas del reservorio, que puedan considerarse continua a ella y que contiene aceite o gas producibles económicamente basado en datos geocientíficos y de ingeniería disponibles.
- (ii) A falta de datos sobre contactos de fluidos, las cantidades probadas en un reservorio están limitadas por los hidrocarburos reconocidos a mayor profundidad (LKH, siglas en inglés) observados en la penetración de un pozo. Puede haber excepciones en caso de que haya datos más certeros de índole geocientíficos, de ingeniería o de rendimiento y tecnología fiable, que establezcan un contacto de fluidos inferior.
- (iii) Cuando por observación directa de penetraciones de pozos se haya definido una profundidad de aceite más alta conocida (HKO, siglas en inglés) y existan condiciones favorables para asumir la existencia de un casquete de gas, las reservas probadas de aceite pueden asignarse si los datos geocientíficos, de ingeniería o de rendimiento y tecnología fiable pueden justificarlo con suficiente certeza.
- (iv) Las reservas que pueden producirse económicamente mediante la aplicación de técnicas de recuperación mejorada (incluida, entre otras, la inyección de fluidos) se incluyen en la clasificación de probadas cuando: (A) Exista certeza razonable, en base a análisis de ingeniería de un proyecto o programa piloto donde se realizaron pruebas con éxito en áreas del reservorio, con propiedades no más favorables que en el yacimiento en su conjunto y sumado a esto, deben existir otras evidencias realizadas con tecnología fiable; y (B) El proyecto ha sido aprobado

para su desarrollo por todas las partes y entidades, incluyendo entes gubernamentales.

(v) Las condiciones económicas existentes incluyen los precios y costos según los cuales se determinará la producibilidad económica del reservorio. El precio deberá ser el promedio durante el período de 12 meses anterior a la fecha de finalización del período contemplado en el reporte, determinado como promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes dentro de dicho período, a menos que los precios estén definidos por acuerdos contractuales, sin incluir los incrementos basados en condiciones futuras.

Reservas desarrolladas de aceite y de gas— Las reservas desarrolladas son reservas de cualquier categoría que se prevé que sean recuperadas:

- (i) Por medio de pozos existentes con equipos y métodos operativos también existentes, o cuyo costo del equipo requerido sea relativamente menor al el costo de un pozo nuevo; y
- (ii) A través de equipos de extracción instalados e infraestructura operativa al momento de la estimación de las reservas, si la extracción se realiza por medios que no impliquen un pozo.

Reservas no desarrolladas de aceite y de gas — Reservas no desarrolladas, son reservas de cualquier categoría que se prevé que sean recuperadas por medio de pozos nuevos en áreas no perforadas o de pozos existentes en los que se requiere un gasto relativamente elevado para su nueva perforación.

- (i) Las reservas en superficies no perforadas se limitarán a las zonas de desarrollo directamente contiguas que presenten una certeza razonable de producción cuando sean perforadas, a menos que existan pruebas basadas en tecnología fiable que establezcan una certeza razonable de producibilidad económica a distancias mayores.
- (ii) Las ubicaciones no perforadas sólo pueden clasificarse como reservas no desarrolladas si se ha previsto su perforación en un

plazo de cinco años mediante un plan de desarrollo, a menos que existan circunstancias específicas que justifiquen un plazo mayor.

(iii) En ningún caso se considerarán reservas no desarrolladas las áreas en las que se contemple la aplicación de inyección de fluido u otras técnicas de recuperación mejorada, a menos que dichas técnicas hayan demostrado su eficacia mediante proyectos existentes del mismo reservorio o en reservorios análogos tal como se define en la sección 210.4-10 (a) Definiciones, o mediante otras pruebas que utilicen tecnología fiable que aporte una certeza razonable.

Metodología y Procedimientos

Las estimaciones de reservas se prepararon utilizando métodos estándar de geología e ingeniería con las definiciones de reservas de las Reglas 4–10(a) (1)–(32) de la Regulación S–X de la SEC, y con prácticas generalmente aceptadas por la industria petrolera, presentadas en las publicaciones de la Sociedad de Ingenieros en Petróleo (SPE, siglas en inglés), titulada "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information (revised June 2019) Approved by the SPE Board on 25 June 2019", la Monografía 3 y Monografía 4 publicadas por la Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo (SPEE, siglas en inglés). El método o combinación de métodos utilizados en el análisis de cada reservorio se ajustaron de acuerdo a la experiencia con reservorios similares, a la fase del desarrollo, la calidad e integridad de datos básicos y la producción histórica.

En base a la etapa actual de desarrollo del campo, rendimiento de la producción, plan de desarrollo aportados por Vista y análisis de las áreas contiguas a pozos existentes con datos de pruebas de producción, las reservas fueron clasificadas como probadas.

Las estimaciones de las reservas no desarrolladas se basaron en posibilidades identificadas en el plan de desarrollo facilitado por Vista.

Vista ha manifestado que su alta gerencia está comprometida con el plan de desarrollo proporcionado por Vista y que posee la capacidad financiera de ejecutar dicho plan, incluyendo la perforación y terminación de pozos y la instalación de equipos e infraestructura.

Para los reservorios de mecanismos volumétricos (depletion-type reservoirs, en inglés) o aquellos cuya rendimiento muestra tendencias evidentes a la disminución en la tasa de producción u otras características de diagnóstico, las reservas se estimaron mediante la aplicación de curvas de declinación apropiadas, u otras relaciones de rendimiento. En los análisis de curvas de declinación de producción, las reservas se estimaron únicamente hasta los límites de producción económica como refleja en la sección de Definición de Reservas de este reporte, o el vencimiento de la fecha de la concesión, lo que ocurra primero.

En ciertos casos, las reservas fueron estimadas incorporando elementos de analogía con pozos o reservorios similares para los que se disponía de datos más completos.

En la evaluación de las reservas no desarrolladas, el análisis de pozo tipo se realizó utilizando información de los pozos perforados hasta el 31 de diciembre de 2024 y de reservorios análogos para los que se disponía de datos de producción históricos de rendimiento más completos.

Para la evaluación de reservorios no convencionales se utilizó una metodología basada en el análisis del comportamiento de la producción integrando datos geológicos y de ingeniería apropiados. Esta metodología incluye principalmente (1) diagnósticos de producción, (2) análisis de curvas de declive y (3) análisis basado en modelos (según resulte necesario, en función de la disponibilidad de datos). Los diagnósticos de producción incluyen control de calidad de los datos, identificación de los regímenes de flujo y comportamiento característico del pozo. Estos análisis fueron realizados para todos los grupos de pozos (o áreas de pozo tipo).

Los perfiles de declinación característicos obtenidos de la interpretación de los diagnósticos de producción se tradujeron a perfiles de declinación hiperbólicos modificados, incluyendo uno o más valores de exponentes "b" seguidos de una disminución exponencial. En función de la disponibilidad de datos, pueden integrarse análisis basados en modelos para evaluar del comportamiento de la declinación a largo plazo, el efecto de parámetros dinámicos de los reservorios y las fracturas en el rendimiento de los pozos, y las situaciones complejas originadas por la naturaleza de los reservorios no convencionales.

Datos proporcionados por Vista de pozos perforados hasta el 31 de diciembre de 2024, y puestos a disposición para esta evaluación se utilizaron para preparar las estimaciones de reservas aquí expuestas. Estas estimaciones de reservas se basaron en la consideración de datos de producción mensual disponibles sólo hasta octubre de

2024. La producción acumulada estimada al 31 de diciembre de 2024 se dedujo de la recuperación bruta final estimada para determinar las reservas brutas, esto requirió que la producción se estimara por un periodo de 2 meses.

Las reservas de aceite y condensado estimadas en este reporte han de ser recuperadas por separación normal de campo. Las reservas de LGN estimadas en este reporte incluyen pentanos y fracciones más pesadas (C_{5+}) así como gas licuado de petróleo (GLP) que consiste principalmente en fracciones de propano y butano, y son el resultado de procesamientos de planta a baja temperatura. Las reservas de aceite, condensado, (C_{5+}) y GLP estimadas en este reporte están expresadas en miles de barriles (10^3bbl) . En estas estimaciones 1 barril equivale a 42 galones estadounidenses. A efectos de este informe, las reservas de aceite y condensado han sido estimadas por separado y se presentan aquí como una cantidad sumada.

Las cantidades de gas aquí estimadas se expresan como gas comercial y gas para venta. El gas comercial se define como el gas total producido en el campo tras la reducción por merma resultante de la separación de campo, procesamiento, incluyendo la eliminación del gas sin hidrocarburo para cumplir con las especificaciones del gasoducto, quema y otras pérdidas, a excepción del uso de gas de consumo. El gas para venta se define como el gas total que se producirá de los reservorios, medido en el punto de entrega, tras la reducción por uso del combustible, quema y reducción por merma resultante de la separación y procesamiento. Las estimaciones de las reservas de gas se expresan a una temperatura base de 60 grados Fahrenheit (°F) y a una presión base de 14.696 libras por pulgada cuadrada absoluta (psia). Las reservas de gas presentadas en este reporte están expresadas en millones de pies cúbicos (10⁶ft³).

Las cantidades de gas se definen según el tipo de reservorio del cual se producen. Gas no asociado es gas a condiciones iniciales de reservorio sin la presencia de aceite en el mismo. Gas asociado incluye gas de casquete (gas-cap) y gas en solución. El gas de casquete es gas en condiciones iniciales de reservorio y se encuentra en comunicación con una zona más profunda. Gas en solución es gas disuelto en aceite en condiciones iniciales de reservorio. Las cantidades de gas aquí estimadas incluyen tanto gas asociado como no asociado.

Suposiciones Económicas Primarias

Este reporte ha sido preparado utilizando precios iniciales, gastos, inversiones y costos proporcionados por Vista en dólares estadounidenses (U.S.\$). Los precios futuros se estimaron según directrices de la SEC y de la Junta de Normas de

Contabilidad Financiera (FASB, siglas en inglés). Para estimar las reservas aquí presentadas se han utilizado las siguientes hipótesis económicas:

Precios del Aceite, Condensado, C_{5+} y GLP

Vista ha representado que los precios del aceite, condensado, C_{5+} y GLP están basados en un precio de referencia, calculando un precio promedio no ponderado del primer día del mes, por cada mes durante los 12 meses previos al final del periodo reportado, a menos que los precios estén definidos por acuerdos contractuales. Vista ha proporcionado diferenciales a un precio de referencia Brent de U.S.\$80.42 por barril y los precios se mantuvieron constantes en lo sucesivo. El precio promedio ponderado por volumen atribuible a las reservas probadas para las propiedades en Argentina fue de U.S.\$69.44 por barril de aceite, condensado y C_{5+} y de U.S.\$25.72 por barril de GLP. El precio promedio ponderado por volumen atribuible a las reservas probadas para las propiedades en México fue de U.S.\$61.48 por barril de aceite. Estos precios no se ajustaron por inflación.

Precios del Gas

Vista ha declarado que los precios del gas para las propiedades aquí evaluadas se encuentran definidos por contractuales basados en condiciones específicas de mercado. Para las propiedades en Argentina, para ciertos volúmenes de gas, Vista percibe un precio de gas con incentivo subsidiado por el gobierno argentino hasta 2028. El precio promedio ponderado por volumen atribuible a las reservas probadas con incentivo para el año 2025 es de U.S.\$4.10 por miles de pies cúbicos (10³ft³) de gas, U.S.\$4.04 10³ ft³ de gas para el 2026, U.S.\$4.22 10³ ft³ de gas para el 2027, y de U.S.\$4.21 10³ft³ de gas para el 2028. El precio promedio ponderado por volumen atribuible a las reservas probadas estimadas para el año 2029 y en adelante es de U.S.\$3.77 10³ft³ de gas. El precio promedio ponderado por volumen atribuible a las reservas probadas para las propiedades en México fue de U.S.\$2.79 10³ ft³ de gas.

Costos de Operación, Inversiones de Capital y Costos de Abandono

Las estimaciones de los gastos operativos y las futuras inversiones de capital, fueron proporcionadas por Vista y sobre la base de condiciones económicas existentes, se mantuvieron constantes durante la vida de las propiedades evaluadas. En ciertos casos, se han utilizado inversiones futuras superiores o inferiores a las actuales, debido a cambios previstos en las condiciones de explotación, pero no se aplicó el incremento general que podría resultar por inflación. Los costos de abandono, es decir, aquellos costos asociados con la remoción de equipamiento, taponamiento de pozos, recuperación y restauración asociada con el abandono, fueron facilitados por Vista para todas las propiedades y no fueron ajustados por inflación. Las estimaciones de los gastos operativos, inversiones de capital y costos de abandono fueron considerados, según el caso, para determinar la viabilidad económica de las reservas no desarrolladas estimadas en el presente reporte.

En nuestra opinión, la información relacionada con las estimaciones de las reservas probadas de aceite, condensado, C5+, GLP y gas contenidos en este reporte han sido preparadas de acuerdo con los Párrafos 932-235-50-4, 932-235-50-6, 932-235-50-7, y 932-235-50-9 del documento "Accounting Standards Update 932-235-50, Extractive Industries – Oil and Gas (Topic 932); Oil and Gas Reserve Estimation and Disclosures" (enero 2010) del FASB y Reglas 4–10(a)(1)–(32) de la Regulación S–X y Reglas 302(b), 1201, 1202(a) (1), (2), (3), (4), (8) y 1203(a) de la Regulación S–K de la SEC; no obstante, las estimaciones de las reservas probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas no se presentan al principio del año.

En la medida en que las normas, regulaciones y declaraciones mencionadas anteriormente requieran determinaciones de carácter contable o legal, nosotros como ingenieros, nos vemos necesariamente imposibilitados de expresar una opinión sobre si la información arriba descrita es conforme a las mismas o es suficiente a tales efectos.

Resumen y conclusiones

DeGolyer and MacNaughton ha realizado una evaluación independiente del alcance de las reservas probadas netas estimadas de aceite, condensado, LGN, y gas de ciertas propiedades en las que Vista ha declarado tener una participación. Las reservas probadas netas estimadas, al 31 de diciembre de 2024, de las propiedades evaluadas en este documento se basaron en la definición de reservas probadas de la SEC y se resumen de la siguiente manera, expresadas en miles de barriles (10^3bbl) y en millones de pies cúbicos (10^6ft^3) :

Estimado por DeGolyer and MacNaughton Reservas Probadas Netas al

	31 de diciembre de 2024				
	Aceite y Condensado (10 ³ bbl)	Gas Comercial (10 ⁶ ft ³)	Gas para Ventas (10 ⁶ ft ³)	$C_{5+} \over (10^3 \mathrm{bbl})$	LGN (10 ³ bbl)
Argentina					
Probada Desarrollada	106,509	109,004	95,931	135	351
Probada No Desarrollada	207,658	173,236	150,391	74	468
Probada Total	314,167	282,240	246,321	209	819
Mexico					
Probada Desarrollada	2,091	4,038	3,957	0	0
Probada No Desarrollada	5,276	9,356	9,169	0	0
Probada Total	7,367	13,395	13,127	0	0
Total General					
Probada Desarrollada	108,600	113,042	99,888	135	351
Probada No Desarrollada	212,934	182,592	159,560	74	468
Probada Total	321,534	295,635	259,448	209	819

Si bien la industria del aceite y gas puede estar sujeta a cambios normativos ocasionales, que podrían afectar la capacidad de un participante en la industria para recuperar sus reservas, no tenemos conocimiento de ningún tipo de acción gubernamental que limite la recuperación de las reservas estimadas al 31 de diciembre de 2024.

DeGolyer and MacNaughton es una empresa consultora independiente de ingeniería petrolera que ha prestado servicios de consultoría en petróleo a nivel mundial desde 1936. Nuestros honorarios no están supeditados a los resultados de nuestra evaluación. Este reporte ha sido preparado a solicitud de Vista. DeGolyer and MacNaughton ha usado todas las hipótesis, procedimientos, datos y métodos que consideró necesarios para elaborar este reporte.

Presentado por,

Decolyer and MocNoughlam

DeGOLYER and MacNAUGHTON
Texas Registered Engineering Firm F-716



Federico Dondoni

Federico Dordoni, P.E. Vice Presidente Ejecutivo DeGolyer and MacNaughton

CERTIFICADO de CALIFICACIÓN

Yo, Federico Dordoni, Ingeniero en Petróleo de DeGolyer and MacNaughton, 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas, 75244, U.S.A., certifico por la presente:

- 1. Que soy vicepresidente ejecutivo de DeGolyer and MacNaughton, firma que preparó el reporte de tercero independiente dirigido a Vista con fecha del 27 de enero de 2025, y que yo, como vicepresidente ejectutivo, fui responsable de la preparación de este reporte.
- 2. Que asistí al Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y que me gradué con un diploma de grado en Ingeniería en Petróleo en el año 2004; que soy un ingeniero profesional registrado en el estado de Texas; que soy miembro de la Sociedad de Ingenieros en Petróleo (SPE, siglas en inglés) y de la Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo (SPEE, siglas en inglés); y que tengo mas de 20 años de experiencia en estudios de yacimientos de petróleo y gas y evaluaciones de reservas.



Federico Dondoni

Federico Dordoni, P.E. Vice Presidente Ejecutivo DeGolyer and MacNaughton