



VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y
por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Consejo de Administración y a la Asamblea General de Accionistas de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Vista Oil & Gas, 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 2021, el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, el estado de variaciones en el capital contable consolidado y el estado de flujo de efectivo consolidado correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2021, 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 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 2021, el valor neto de propiedad, planta y equipos, otros activos intangibles y crédito mercantil (“activos de larga duración”) asciende a US \$ 1,256,276 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.

Hemos considerado como un asunto clave de auditoría el análisis de deterioro o reversa de deterioro de los activos de larga duración, 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.

Durante el ejercicio de 2021, la Compañía identificó indicios de reversión de deterioro en la unidad generadora de efectivo (“UGE”) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas en México, lo anterior debido a la existencia de información externa e interna analizada, tales como

la observación de un aumento en los precios internacionales del crudo y gas derivado de un exceso de oferta en el mercado originado por diversos factores incluyendo la reactivación económica en México así como al incremento de reservas de crudo y gas certificadas por los auditores externos de reserva resultado de la implementación del plan de desarrollo en dicha UGE.

Como resultado del análisis realizado, la Compañía registró una reversión por deterioro de US\$14,044 miles en el año terminado el 31 de diciembre de 2021, relacionado con la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas en México.

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 o reversa 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 2021.

Otra información contenida en el informe anual 2021 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, debida 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 debida a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debida 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. Juan Carlos Castellanos López
Ciudad de México, México
15 de marzo de 2022

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020
- Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020
- Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ingreso por ventas a clientes	5	652,187	273,938
Costo de ventas:			
Costos de operación	6.1	(107,123)	(88,018)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	(905)	3,095
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14/15	(191,313)	(147,674)
Regalías		(86,241)	(38,908)
Utilidad bruta		266,605	2,433
Gastos de ventas	7	(42,748)	(24,023)
Gastos generales y de administración	8	(45,858)	(33,918)
Gastos de exploración	9	(561)	(646)
Otros ingresos operativos	10.1	23,285	5,573
Otros gastos operativos	10.2	(4,214)	(4,989)
Reversión / (Deterioro) de activos de larga duración	3.2.2	14,044	(14,438)
Utilidad / (Pérdida) de operación		210,553	(70,008)
Ingresos por intereses	11.1	65	822
Gastos por intereses	11.2	(50,660)	(47,923)
Otros resultados financieros	11.3	(7,194)	4,247
Resultados financieros netos		(57,789)	(42,854)
Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos		152,764	(112,862)
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	16	(62,419)	(184)
(Gasto) / Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	16	(39,695)	10,297
(Gasto) / Beneficio de impuesto sobre la renta		(102,114)	10,113
Utilidad / (Pérdida) neta del año		50,650	(102,749)
Otros resultados integrales			
<i>Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores</i>			
- (Pérdida) / Ganancia por remediación actuarial relacionada con planes de beneficios definidos	23	(4,513)	460
- Beneficio / (Gasto) de impuesto sobre la renta diferido	16	2,048	(114)
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores		(2,465)	346
Otros resultados integrales del año, netos de impuesto sobre la renta		(2,465)	346
Total utilidad / (pérdida) integral del año		48,185	(102,403)
Ganancia / (Pérdida) por acción			
Básica (en dólares por acción)	12	0.574	(1.175)
Diluida (en dólares por acción)	12	0.543	(1.175)

Las Notas 1 a 36 son parte integral de estos estados financieros consolidados

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	1,223,982	1,002,258
Crédito mercantil	14	28,416	28,484
Otros activos intangibles	14	3,878	21,081
Activos por derecho de uso	15	26,454	22,578
Inversiones en asociadas		2,977	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	20,210	29,810
Activos por impuestos diferidos	16	2,771	565
Total activos no corrientes		1,308,688	1,104,776
Activos corrientes			
Inventarios	19	13,961	13,870
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	46,096	51,019
Caja, bancos e inversiones corrientes	20	315,013	202,947
Total activos corrientes		375,070	267,836
Total activos		1,683,758	1,372,612
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	21.1	586,706	659,400
Pagos basados en acciones		31,601	23,046
Otros resultados integrales acumulados		(5,976)	(3,511)
Pérdidas acumuladas		(47,072)	(170,417)
Total capital contable		565,259	508,518
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	16	175,420	135,567
Pasivos por arrendamiento	15	19,408	17,498
Provisiones	22	29,657	23,909
Préstamos	18.1	447,751	349,559
Títulos opcionales	18.3	2,544	362
Beneficios a empleados	23	7,822	3,461
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	50,159	-
Total pasivos no corrientes		732,761	530,356
Pasivos corrientes			
Provisiones	22	2,880	2,084
Pasivos por arrendamiento	15	7,666	6,183
Préstamos	18.1	163,222	190,227
Salarios y contribuciones sociales	24	17,491	11,508
Impuesto sobre la renta	16	44,625	-
Otros impuestos y regalías	25	11,372	5,117
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	138,482	118,619
Total pasivos corrientes		385,738	333,738
Total pasivos		1,118,499	864,094
Total capital contable y pasivos		1,683,758	1,372,612

Las Notas 1 a 36 son parte integral de estos estados financieros consolidados

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Pagos basados en acciones	Otros resultados integrales acumulados	Pérdidas acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2019	659,399	15,842	(3,857)	(67,668)	603,716
Resultado del año	-	-	-	(102,749)	(102,749)
Otros resultados integrales del año	-	-	346	-	346
Total resultados integrales (pérdida)	-	-	346	(102,749)	(102,403)
- Pagos basados en acciones ⁽¹⁾	1	7,204	-	-	7,205
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
- Pagos basados en acciones ⁽¹⁾	1	8,555	-	-	8,556
- Reducción de Capital Social según Asamblea General Ordinaria de fecha 14 de diciembre de 2021 (ver Nota 21.1)	(72,695)	-	-	72,695	-
Saldos al 31 de diciembre de 2021	586,706	31,601	(5,976)	(47,072)	565,259

⁽¹⁾ Incluye 10,592 y 10,494 de gastos por pagos basados en acciones, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente, neto de cargos por impuestos (ver Nota 8).

Las Notas 1 a 36 son parte integral de estos estados financieros consolidados

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Flujos de efectivo de las actividades de operación			
Utilidad / (Pérdida) neta del año		50,650	(102,749)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo			
Partidas relacionadas con actividades de operación:			
Constitución / (Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	7	406	(22)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	11.3	(14,328)	(3,068)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	11.3	2,546	2,584
Incremento neto en provisiones	10.2	1,930	103
Gastos por intereses de arrendamiento	11.3	1,079	1,641
Descuento de activos y pasivos a valor presente	11.3	2,300	3,432
Pagos basados en acciones	8	10,592	10,494
Beneficios a empleados	23	247	250
Gasto / (beneficio) por impuesto sobre la renta	16	102,114	(10,113)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciaciones y agotamientos	13/15	187,858	145,106
Amortización de activos intangibles	14	3,455	2,568
(Reversión) / Deterioro de activos de larga duración	3.2.2	(14,044)	14,438
Ingresos por intereses	11.1	(65)	(822)
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	10.1	(9,050)	-
Cambios en el valor razonable de activos financieros	11.3	(5,061)	645
Ganancia por baja de activos	10.1	(9,999)	-
Ganancia por combinación de negocios	10.1/32	-	(1,383)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	11.2	50,660	47,923
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	11.3	2,182	(16,498)
Costo amortizado	11.3	4,164	2,811
Deterioro de activos financieros	11.3	-	4,839
Revaluación de préstamos	11.3	19,163	-
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		7,472	3,915
Inventarios		908	(2,861)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		16,209	2,397
Pagos de beneficios a empleados	23	(399)	(798)
Salarios y contribuciones sociales		3,929	(2,570)
Otros impuestos y regalías		(7,311)	(2,080)
Provisiones		(1,918)	(1,672)
Pago de impuesto sobre la renta		(4,296)	(4,731)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		401,393	93,779
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(321,286)	(153,257)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	14	(1,611)	(3,664)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas		(2,977)	-
Pagos recibidos por baja de activos ⁽¹⁾	1.3/1.4	14,150	-
Efectivo recibido por la adquisición de activos AFBN	1.5	6,203	-
Pagos recibidos por acuerdo de <i>farmout</i>	1.2	10,000	-
Intereses recibidos	11.1	65	822
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión		(295,456)	(156,099)

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Préstamos recibidos	18.2	358,093	201,728
Pago de costos de emisión de préstamos	18.2	(3,326)	(2,259)
Pago de capital de los préstamos	18.2	(284,695)	(98,761)
Pago de intereses de los préstamos	18.2	(54,636)	(43,756)
Pago de arrendamientos	15	(8,911)	(9,067)
Pago de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	28	-	(16,993)
Flujos netos de efectivo generados por actividades de financiamiento		6,525	30,892
Aumento / (Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo		112,462	(31,428)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	20	201,314	234,230
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		(2,559)	(1,488)
Aumento / (Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo		112,462	(31,428)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del año	20	311,217	201,314
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		80,321	82,298
Adquisición de activos AFBN	1.5	69,693	-
Adquisición de activos exploratorios de México	1.4	6,174	-
Baja de activos exploratorios de México	1.4	(5,126)	-
Cambios en la obligación de taponamiento y abandono de pozos que impactan en propiedad, planta y equipos	13/22.1	2,112	(366)

⁽¹⁾ Incluye 15,000 recibidos por la transferencia de la participación en la concesión Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO"), neto de 850 pagados por la transferencia de activos exploratorios de México.

Las Notas 1 a 36 son parte integral de estos estados financieros consolidados

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 1. Información del Grupo

1.1 Información general

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("VISTA", la "Compañía" o "el Grupo") estaba organizada como una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida el 22 de marzo de 2017, 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" ("SAB").

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 la 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 consumir 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.

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 - Medanita 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) (ver Nota 30.3.2);
- (iii) 84.62% en la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (operada) (ver Nota 30.3.4);
- (iv) 90% en la concesión de explotación no convencional Águila Mora (operada);
- (v) 50% en la concesión de explotación no convencional Aguada Federal (no operada) (ver Nota 30.3.10 y Nota 36);
- (vi) 50% en la concesión de explotación no convencional Bandurria Norte (no operada) (ver Nota 30.3.11 y Nota 36).

En la cuenca Noroeste:

- (i) 1.5% en la concesión de explotación en Acambuco (no operada).

En México

- (i) 100% en el área CS-01 (operada) (ver Nota 30.3.12).

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 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

1.2. Acuerdo de Inversión conjunta (“Acuerdo de *farmout*”) con Trafigura Argentina S.A. (“Trafigura”) en el Área Bajada del Palo Oeste

El 28 de junio de 2021, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (“Vista Argentina”) suscribió un acuerdo de *farmout* con Trafigura, a través del cual se estableció un acuerdo para el desarrollo, de inicialmente, 5 (cinco) pads compuesto de 4 (cuatro) pozos cada uno en el área Bajada del Palo Oeste.

El acuerdo de *farmout*, estableció un acuerdo conjunto y otorgó a Trafigura derechos contractuales del 20% sobre la producción de hidrocarburos de los pads incluidos en el acuerdo, 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 de la siguiente manera: un monto inicial de 5,000 y luego 4 (cuatro) pagos de 5,000 por cada pad, los cuales se abonarán al comenzar la producción de hidrocarburos, de los pads número 2 (dos), 3 (tres), 4 (cuatro) y 5 (cinco) incluidos en el acuerdo de *farmout*; la cual será validada por Trafigura.

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*, mantiene sus derechos sobre el 80% de la producción de hidrocarburos y asume el 80% de los costos de inversión, así como las regalías e impuestos directos correspondientes, y todos los demás costos operativos y de midstream.

Adicionalmente, Trafigura tendrá la opción de participar en hasta 2 (dos) pads adicionales, bajo los mismos términos y condiciones descritos anteriormente.

Al 31 de diciembre de 2021, Vista Argentina recibió los primeros dos pagos de 5,000 cada uno; y reconoció una ganancia de 9,050 en el rubro “Otros ingresos operativos” dentro de la línea “Ganancia por acuerdo de *farmout*” (ver Nota 10.1); y bajas de 882 y 68 en “Propiedad, planta y equipos” y “Crédito mercantil”, respectivamente (ver Nota 13 y 14).

La ganancia posterior asociada al desarrollo de los pads 3 (tres), 4 (cuatro) y 5 (cinco) será reconocida de acuerdo al cumplimiento de los términos y condiciones mencionadas anteriormente.

1.3. Venta de la participación en la concesión CASO (“Transferencia de la participación en CASO”)

La Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina celebró un acuerdo de cesión de derechos con Shell Argentina S.A., una subsidiaria de Royal Dutch Shell plc. (“Shell”) para transferir el 10% de su participación en la concesión de CASO (el “Contrato de UT”), por un precio total de 21,500, pagaderos de la siguiente forma: (i) 15,000 en efectivo, y (ii) 6,500 por concepto de “*carry*” para la extensión de obras de infraestructura para la captación y provisión de agua, que es operada por Shell y abastece la operación de Vista.

El 24 de junio de 2021, la Provincia del Neuquén, mediante Decreto No. 1,027/2021, aprobó la modificación al Contrato de UT, reflejando las nuevas participaciones. Con la publicación del Decreto se han cumplido la totalidad de las condiciones precedentes pactadas; por lo tanto, Vista y Shell determinaron el 2 de julio de 2021 como la fecha de cierre de la transacción.

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).

Para más información de dicha concesión ver Nota 30.3.4.

1.4. Transferencia de activos en México para incrementar la participación al 100% en el área operada CS-01 (“Transferencia de activos exploratorios de México”)

El 23 de agosto de 2021, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. (“Vista Holding II”) completó una transferencia de activos 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”), de la siguiente forma: (i) la adquisición de una participación adicional del 50% sobre el área CS-01 (operada), donde previamente poseía una participación del 50% y; (ii) la venta de la

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

totalidad de su participación del 50% en las áreas TM-01 y A-10 (no operados). Dicha transacción fue acordada en base a los costos acumulados en los cuales se incurrieron en cada una de dichas áreas.

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 Nota 13 y 14). Estas transacciones no generaron flujos de efectivo.

La compañía además pagó 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).

Para más información de dichas concesiones ver Nota 30.3.12.

1.5. Adquisición del 50% de participación no operada en las concesiones no convencionales de Aguada Federal y Bandurria Norte en Vaca Muerta ("Adquisición de activos AFBN")

El 16 de septiembre de 2021, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V. ("Vista Holding I"), adquirió de ConocoPhillips Petroleum Holdings B.V. ("ConocoPhillips BV"): (i) 100% del capital accionario de ConocoPhillips Argentina Holding S.á.r.l. (en adelante "Vista Holding VII S.á.r.l."), una compañía establecida en Luxemburgo que es propietaria del 95% del capital accionario de ConocoPhillips Argentina Ventures S.R.L. (actualmente denominada "AFBN S.R.L." o "AFBN"); y (ii) 5% del capital accionario de AFBN, adquiriendo de esta manera, el 100% del capital accionario de la misma.

AFBN es propietaria del 50% de participación no operada en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte, las cuales expiran en 2050. Dichas concesiones están ubicadas en la cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén, Argentina, con una superficie total de 50,462 acres, en Vaca Muerta. Los activos no poseen compromisos de inversión pendientes; a la fecha de la transacción, eran operadas por Wintershall Dea Argentina S.A. ("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 Wintershall; y que vencen el 31 de diciembre de 2023. A la fecha de esta transacción AFBN poseía aproximadamente 6,203 en caja y bancos.

Al 31 de diciembre de 2021, de acuerdo a las políticas contables de la Compañía incluidas en la Nota 3.1.3, esta transacción fue reconocida como una adquisición de activos, 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*.

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 Aguada Federal y Bandurria Norte a Wintershall (ver Nota 36).

Para más información de dichas concesiones ver Nota 30.3.10 y 30.3.11.

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables significativas

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 ("US") 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 15 de marzo de 2022 y se consideran los eventos posteriores hasta dicha fecha. Estos estados financieros serán presentados en la Asamblea General de Accionistas el 26 de abril de 2022. 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 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB, adoptadas por la Compañía

La Compañía no ha adoptado anticipadamente ninguna norma, interpretación o enmienda que haya sido emitida pero que aún no esté vigente.

Modificaciones a las NIIF 7, NIIF 9, NIIF 16 y NIC 39: Reforma del índice de referencia de tasas de interés.

Las modificaciones proporcionan alternativas con respecto a los efectos en el tratamiento en los estados financieros cuando la tasa de interés “IBOR” (Interbank Offered Rates por sus siglas en inglés) es reemplazada por una tasa de interés alternativa libre de riesgo (“RFR por sus siglas en inglés”).

Las mismas incluyen las siguientes opciones de tratamientos:

- (i) Un expediente práctico para requerir cambios contractuales o en los flujos de efectivo producto de la reforma, y de esta forma ser tratado como cambios en una tasa de interés variable, equivalente a un movimiento de tipo de interés de mercado;
- (ii) Permitir que los cambios requeridos por el cambio de tasas IBOR, se realicen como una designación de instrumento de cobertura; y
- (iii) Proporcionar una excepción temporal a las compañías de tener que cumplir con el requisito de identificar por separado el componente de riesgo, cuando un instrumento financiero que utiliza la tasa RFR es designado como un instrumento de cobertura.

El 28 de diciembre de 2021, la Compañía acordó con las instituciones financieras, que en caso del reemplazo de la tasa LIBOR, la tasa de interés que se aplicará será una tasa de mercado publicada por un organismo gubernamental relevante, más un ajuste de diferencial que se determinará oportunamente.

A la fecha de la emisión de estos estados financieros consolidados no ha habido ningún cambio en la tasa LIBOR, sin embargo, la Compañía continuará monitoreando cualquier impacto potencial.

2.2.1 Normas emitidas aún no efectivas

Modificaciones a la NIC 1: Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En enero de 2020, 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 la definición del significado del derecho a diferir la liquidación 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 2023 y se deben aplicar retrospectivamente.

No se espera que estas modificaciones tengan impacto, puesto que las políticas contables de la Compañía son congruentes con las modificaciones.

Modificaciones a la NIC 16: Propiedades, planta y equipos, importes obtenidos con anterioridad al uso previsto por la gerencia.

En mayo de 2020, el IASB publicó modificaciones al respecto de los importes obtenidos con anterioridad al uso previsto por la gerencia, las cuales prohíben que una entidad deduzca del costo de las propiedades, planta y equipo, los importes obtenidos con anterioridad al uso esperado mientras se lleva ese activo a la ubicación y condición necesarias para que pueda operar como lo espera la gerencia.

Según la modificación emitida, se deben reconocer los importes de la venta de las propiedades, planta y equipos, y los costos de producción relacionados en el estado de resultados.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Las modificaciones están vigentes para los períodos anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2022 y se deben aplicar retrospectivamente a las propiedades, planta y equipos que se hayan puesto en uso a partir del comienzo del primer período presentado cuando la entidad aplica la modificación.

No se espera que estas modificaciones tengan impacto, puesto que las políticas contables de la Compañía son congruentes con las modificaciones mencionadas.

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 tiene:

- Poder sobre la entidad;
- Exposición o derechos a rendimientos variables de su participación en la entidad; y
- La capacidad de usar su poder sobre la entidad para afectar sus rendimientos.

La Compañía revisa si controla o no una entidad participada si los hechos y las circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

Cuando la Compañía tiene menos de la mayoría de los derechos de voto de una entidad participada, 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:

- Los derechos de voto de la Compañía en relación con el tamaño y la dispersión de las posesiones de los otros titulares de votos;
- Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros titulares de votos u otras partes;
- Derechos derivados de otros acuerdos contractuales; y
- 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 de una subsidiaria; 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 la Compañía obtiene el control hasta la fecha en que la Compañía 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 ganancias no realizadas entre compañías del Grupo se eliminan. Las pérdidas no realizadas también son eliminadas al menos que la transacción provea evidencia de un deterioro de los activos transferidos y 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A continuación se detallan las subsidiarias de la Compañía:

Nombre de la Subsidiaria	Participación accionaria de la Compañía		Lugar de operación	Actividad principal
	31 de diciembre de 2021	31 de diciembre de 2020		
Vista Holding I	100%	100%	México	Inversora
Vista Holding II	100%	100%	México	Exploración y producción ⁽¹⁾
Vista Oil & Gas Holding III S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios
Vista Oil & Gas Holding IV S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios
Vista Oil & Gas Holding V B.V.	100%	100%	Holanda	Inversora
Vista Complemento S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios
Vista Holding VII S.á.r.l. ⁽²⁾	100%	-%	Luxemburgo	Inversora
Vista Argentina	100%	100%	Argentina	Exploración y producción ⁽¹⁾
Aleph Midstream S.A. (“Aleph”) ⁽³⁾	100%	100%	Argentina	Servicios ⁽⁴⁾
Aluvional S.A.	100%	100%	Argentina	Minería e Industria
AFBN S.R.L. ⁽²⁾	100%	-%	Argentina	Exploración y producción ⁽¹⁾
VX Ventures Asociación en Participación	100%	-%	México	Inversora

⁽¹⁾ Se refiere a la exploración y producción de gas y petróleo.

⁽²⁾ Ver Nota 1.5.

⁽³⁾ Ver Nota 28.

⁽⁴⁾ Incluye operaciones destinadas a la captación, tratamiento, transporte y distribución de hidrocarburos y sus derivados.

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 y de la participación no controladora se ajustan para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en las subsidiarias. Cualquier diferencia entre el monto por el cual se ajusta la participación no controladora y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el capital y se atribuye a los propietarios de la Compañía.

Cuando la Compañía deja de consolidar o contabilizar el capital de una subsidiaria por una pérdida de control, control conjunto o influencia significativa; cualquier interés retenido en la entidad se vuelve a medir a su valor razonable con el cambio en el valor en libros reconocido 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 los intereses retenidos 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 estado de resultados consolidado y otros resultados integrales.

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 estado de resultados.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los cambios en los intereses de propiedad de la Compañía en sus subsidiarias, que no generan pérdida de control, se contabilizan como transacciones de capital.

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 tiene 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, la Compañía como un operador conjunto debe reconocer en proporción a su interés en el acuerdo conjunto:

- Activos y pasivos que mantiene conjuntamente;
- Ingresos por la venta de su parte de la producción derivada de la operación conjunta;
- Su participación en los ingresos por la venta de la producción por la operación conjunta; y
- 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. El interés en operaciones conjuntas y otros acuerdos se han calculado sobre la base de 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. Cuando sea necesario, se realizan ajustes a los estados financieros o a la información financiera 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 Nota 1 y 30 para mayor información sobre las operaciones conjuntas en las que participa la Compañía.

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) Los intereses 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. La Compañía reconoce cualquier participación no controladora en la entidad adquirida sobre una base de adquisición ya sea a valor razonable o a la parte proporcional de la participación no controladora de los activos identificables netos de la entidad adquirida.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos. El valor del crédito mercantil representa el exceso de:

- (i) La contraprestación transferida;
- (ii) El importe de cualquier participación no controladora en la entidad adquirida; y
- (iii) El valor razonable en la fecha de adquisición de cualquier participación de capital anterior en la entidad adquirida, sobre el valor razonable de los activos netos identificables adquiridos, se registra como crédito mercantil.

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 aplaza la liquidación de cualquier parte 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 dicha nueva medición se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados.

La Compañía tiene hasta 12 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 combinación de negocios, la Compañía informa los montos provisionales.

Como se detallada en las Notas 30.3.4 y 32, durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Compañía adquirió una participación adicional en la concesión de explotación Coirón Amargo Norte la cual fue contabilizada como una combinación de negocios.

2.4 Resumen de las políticas contables significativas

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.4.2 Propiedad, planta y equipos y activos intangibles

Propiedad, planta y equipos

La propiedad, planta y equipos se mide siguiendo el modelo de costos donde, 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. Todas las demás reparaciones y mantenimientos se cargan a ganancia o pérdidas en el momento en el que se incurren.

El costo de las obras en curso cuya construcción se extenderá a lo largo del tiempo incluye, si corresponde, los costos financieros de los préstamos tomados.

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 las ventas de propiedad, planta y equipos se determinan comparando la contraprestación recibida con el valor en libros.

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. Un valor en libros del activo se reduce inmediatamente a su valor recuperable si el valor en libros del activo es mayor que su valor recuperable estimado.

La Compañía amortiza los costos de perforación aplicables a pozos productivos y pozos secos en desarrollo, los pozos productivos, la maquinaria e instalaciones en las áreas de producción de petróleo y gas de acuerdo con el método de las unidades de producción ("UDP"), aplicando la proporción de petróleo y gas producida 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.

Las instalaciones de producción (incluyendo cualquier componente identificable significativo) se deprecian bajo el método de unidad de producción considerando el desarrollo probado de reservas.

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
Rodados	5 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Equipamiento de computación	3 años
Muebles y útiles	10 años

Los terrenos no se deprecian.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 de 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 cargan a los gastos 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 cargan 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.

Cuando se identifican las reservas de petróleo y gas como probadas y la Gerencia aprueba la puesta en marcha, el gasto capitalizado correspondiente se evalúa primero en términos de su deterioro y (si es necesario) se reconoce cualquier pérdida debida al deterioro; entonces el saldo restante se transfiere a las propiedades de petróleo y gas. Con la excepción de los costos de licencia, no se realiza amortización a resultados durante la fase de exploración y evaluación.

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 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Activos intangibles

2.4.2.4 Crédito mercantil

El crédito mercantil es el resultado de la adquisición de negocios y representa el exceso del costo de adquisición 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.

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.

2.4.2.5 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 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. Un valor en libros del activo se reduce inmediatamente a su valor recuperable si el valor en libros del activo es mayor que su valor recuperable estimado.

2.4.3 Arrendamientos

La Compañía tiene contratos de arrendamiento en 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 de bajo valor a los equipos de oficina 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.

La Compañía determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del mismo, junto con cualquier período cubierto por una opción para extender el contrato si es razonablemente seguro que se ejerza, o cualquier período cubierto por una opción para rescindir el contrato, si es razonablemente cierto que no se ejerza. La Compañía aplica su juicio al evaluar si es razonablemente seguro ejercer la opción de renovar. Es decir, considera todos los factores relevantes que crean un incentivo económico para que ejerza la renovación. 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 renovar (por ejemplo, un cambio en la estrategia comercial).

2.4.4 Deterioro de activos no financieros

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 por el cual 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.

2.4.5 Conversión de moneda extranjera

2.4.5.1 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional para la Compañía y cada una de sus subsidiarias es la moneda del entorno económico primario en el que opera cada entidad. La moneda funcional y de presentación de todas las entidades es el US. 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.

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 en divisas 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 monedas extranjeras se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, a menos que se hayan capitalizado.

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 Otros 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;
- (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 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

Todas las inversiones en instrumentos de capital se miden a valor razonable. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Compañía no posee ninguna inversión 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, en el caso de un activo financiero que no se encuentra a valor razonable con cambios en el estado de resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero.

Una ganancia o pérdida en una inversión de deuda que se mide posteriormente al valor razonable y no forma parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados. Una ganancia o pérdida en una inversión de deuda que posteriormente se mide al costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados cuando el activo financiero es dado de baja o deteriorado y mediante el proceso de amortización utilizando el método de tasa de interés efectiva.

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, utilizando el método de interés efectivo, menos la provisión para pérdidas por crédito 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 instrumentos de deuda 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 aplica un enfoque simplificado en el cálculo de ECL. Por lo tanto, no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que 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 legamente exigible a la compensación.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.4.6.2.1 Clasificación como deuda o capital

Los instrumentos de deuda 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.

Para emitir un número variable de acciones, un acuerdo 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 en los ingresos recibidos, netos de los costos directos de emisión.

2.4.6.2.3 Instrumentos compuestos

Las partes componentes de los instrumentos compuestos (obligaciones negociables) 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 a la utilidad, 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 las obligaciones negociables 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 relacionados a 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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 opere dentro de los 12 meses posteriores al cierre.

2.4.6.2.5 Cancelación de pasivos financieros

La Compañía reconoce la cancelación de los pasivos financieros 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.

2.4.7 Reconocimiento de ingresos por contratos con clientes y otros ingresos

2.4.7.1 Ingresos por contratos con clientes

Los ingresos por contratos con clientes 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 al momento de la entrega del 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.

Los ingresos provenientes de la producción de petróleo crudo y gas natural de los acuerdos conjuntos en que la Compañía participa se reconocen cuando se perfeccionan las ventas a clientes y los costos de producción son devengados o diferidos para reflejar las diferencias entre los volúmenes tomados y vendidos a los clientes y el porcentaje de participación contractual resultante del acuerdo conjunto.

Sobre la base del análisis de ingresos realizado por la Gerencia de la Compañía, la Nota 5.1 se ha desglosado 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 contraprestación recibida. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 2021 y 2020 la Compañía no tenía ningún pasivo contractual.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Otros ingresos operativos

Los otros ingresos operativos corresponden, principalmente, a 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.

Los inventarios se miden al menor entre el costo y el valor neto de realización. El costo de los inventarios incluye los gastos incurridos en la producción y otros costos necesarios para llevarlos a su ubicación y condición existentes. El costo de los materiales y repuestos se determina utilizando el método de Precio Promedio Ponderado.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario 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 cuando los inventarios están sobrevaluados.

Los materiales y piezas de repuestos importantes y el equipo de mantenimiento permanente existentes que la Compañía espera utilizar durante más de un período, así como las que sólo pudieran ser utilizadas con relación a un elemento de propiedad, planta y equipos se incluye 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 los equivalentes 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 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 préstamos 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 decisiones de la Compañía y las normas legales o reglamentarias.

a. Capital social

El capital social representa el capital compuesto por las contribuciones que realizaron los accionistas. El mismo, está representado por acciones en circulación a valor nominal. Las acciones ordinarias se clasifican como capital.

b. 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. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Compañía no ha creado dicha reserva.

c. Resultados acumulados

Los resultados acumulados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin una asignación específica. Las mismas pueden ser distribuibles como dividendos por decisión de la Compañía, siempre y cuando no estén sujetas a restricciones legales.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los resultados acumulados comprenden ganancias de años anteriores que no fueron distribuidas, o pérdidas, las cantidades transferidas de otros resultados integrales y los ajustes de años anteriores.

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”).

d. Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales incluyen ganancias y pérdidas actuariales para planes de beneficios definidos y el efecto fiscal relacionado.

e. Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Compañía se reconoce como un pasivo en los estados financieros desde el momento en que los dividendos son aprobados por la Asamblea de Accionistas. La distribución de dividendos se realiza en base a los estados financieros individuales de la Compañía.

La Compañía podrá pagar dividendos una vez se hayan cumplido las restricciones incluidas en el contrato de crédito, como se indica en la Nota 18.1.

2.4.11 Beneficios para empleados

2.4.11.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por salarios y contribuciones que se esperan liquidar dentro de los 12 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 (“PTU”) de la Compañía se paga a sus empleados calificables; la PTU 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.

(ii) Los pagos que a su vez sean exentos para los empleados.

2.4.11.2 Plan de beneficios definidos

La Compañía opera un plan de beneficios definidos descrito en la Nota 23. Los planes de beneficios definidos corresponden a una cantidad de prestaciones de pensión que un empleado recibirá al jubilarse, dependiendo de 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 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 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 el uso esperado o para su venta, son incluidos como parte del costo de adquisición de dichos activos hasta el momento en que los mismos están preparados 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 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 pasivos 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) 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.

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 se pone a disposición de la Compañía, las estimaciones se revisan y ajustan periódicamente. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor temporal del dinero y los riesgos específicos del pasivo.

Cuando la Compañía espera que una parte o la totalidad de la provisión sea reembolsada y tiene certeza de su ocurrencia, por ejemplo, bajo un contrato de seguro, dicho reembolso se reconoce como un activo separado pero siempre y cuando el mismo sea virtualmente cierto.

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 una breve descripción de la naturaleza de los pasivos contingentes materiales (ver Nota 22.3).

Los pasivos contingentes, cuya probabilidad es remota, no se revelan a menos que impliquen garantías, en cuyo caso se revela la naturaleza de la garantía.

Cuando se espera que una parte o la totalidad de los beneficios económicos requeridos para liquidar una provisión se recuperen de un tercero, el crédito por cobrar se reconoce como un activo si es prácticamente seguro que se recibirá un reembolso y que el monto del crédito por cobrar se puede medir confiablemente.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

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.

Si el cambio en la estimación resulta en un aumento en el pasivo por taponamiento y abandono y, por lo tanto, un aumento al valor en libros del activo, la Compañía considera si existe o no un indicio de deterioro del activo de manera integral y, por lo tanto, se somete a pruebas de deterioro. En caso de pozos maduros, si la estimación del valor revisado de los activos para la extracción de petróleo y gas, neto de las provisiones de taponamiento y abandono del pozo, excede el valor recuperable, esa parte del incremento se carga directamente a los gastos.

Con el tiempo, el pasivo descontado aumenta con el cambio en el valor actual, en función de la tasa de descuento que refleja las evaluaciones del mercado actual y los riesgos específicos del pasivo. La reversión periódica del descuento se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado como un costo financiero.

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 e impuesto sobre la renta mínima presunta

2.4.14.1 Impuesto sobre la renta corriente y diferido

Los gastos tributarios del período incluyen el impuesto corriente y el diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital.

El impuesto sobre la renta corriente se calcula en base a las leyes tributarias promulgadas al final del período. 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. Adicionalmente, reconoce provisiones basadas en los montos que se espera pagar a las autoridades fiscales. Cuando los tratamientos fiscales son inciertos y se considera probable que una autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, los impuestos sobre la renta se reconocen de acuerdo con sus declaraciones. 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.

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 pasivos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo que provengan del reconocimiento del crédito mercantil.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 disponibles para permitir la recuperación total o parcial del activo.

Dichos activos y pasivos por impuestos diferidos no se reconocen si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial (distinto al de una combinación de negocios) de activos y pasivos en una transacción que no afecta ni a la ganancia fiscal ni a la utilidad contable.

El impuesto sobre la renta diferido se aplica a las diferencias temporales de las inversiones en subsidiarias y asociadas, excepto en el caso del pasivo por impuestos sobre la renta diferidos, en el que la Compañía controla el momento de la reversión de la diferencia temporaria y es probable que la misma no se revierta en un futuro previsible. Los activos por impuestos diferidos que surgen de las diferencias temporarias deducibles asociadas con dichas inversiones e intereses sólo se reconocen en la medida en que sea probable que haya suficientes ganancias fiscales contra las que utilizar los beneficios de las diferencias temporales y se espere que se reviertan en un futuro previsible.

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.

Los activos y pasivos por impuestos corrientes y diferidos no se han descontado, y se expresan a sus valores nominales.

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.

La medición de los activos y pasivos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivan de la forma en que la Compañía espera, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

Las tasas de impuesto sobre la renta vigentes al 31 de diciembre de 2021 en Argentina y México son del 35% y 30%, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2020 ambas tasas ascendían al 30% (ver Nota 33).

2.4.14.2 Impuesto sobre la renta mínima presunta

Las subsidiarias de la Compañía en Argentina calculaban el impuesto sobre la renta mínima presunta aplicando la tasa del 1% sobre los activos computables al cierre de cada período hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Este impuesto era complementario al impuesto sobre la renta en Argentina y solo era aplicable en el caso de que resultase mayor al impuesto sobre la renta.

Sin embargo, si el impuesto sobre la renta mínima presunta excedía el impuesto sobre la renta durante un año fiscal, tal exceso se podía imputar a cuenta de pagos futuros de impuesto sobre la renta por los siguientes diez años.

El 22 de julio de 2016, se publicó la Ley No. 27,260, que elimina el impuesto sobre la renta mínima presunta para los años que comenzaron el 1° de enero de 2019.

Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía tenía registrado un activo por impuesto sobre la renta mínima presunta incluido en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar por 1,034 (ver Nota 17). Al 31 de diciembre de 2021, el mismo fue compensado con el pasivo de impuesto sobre la renta (ver Nota 16).

2.4.15 Pagos basados en acciones

Los empleados de la Compañía (incluidos los ejecutivos principales) reciben una remuneración en acciones; en donde los empleados prestan servicios como contraprestación por instrumentos de capital (transacciones liquidables con instrumentos de capital).

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 34).

Ese costo se reconoce en el gasto de prestaciones para empleados, junto con el aumento correspondiente en el capital ("Pagos basados en acciones"), 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 efecto dilutivo de las opciones pendientes se refleja como una dilución de acciones adicional en el cálculo de la ganancia / pérdida por acción diluidas (ver Nota 12).

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) Unidades de 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 34).

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 en que se otorgaron las opciones sobre acciones. 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", durante el período de servicio requerido.

b) Acciones restringidas (liquidación con instrumentos de capital)

Ciertos empleados clave de la Compañía reciben beneficios adicionales gratis o por un valor mínimo una vez que se logran las condiciones a través de un plan de compra de acciones denominado en acciones restringidas ("RS" por sus siglas en inglés), que se ha clasificado como pagos basados en acciones liquidadas. El costo del plan de compra de acciones liquidado en el capital se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones en que se otorgaron las opciones sobre acciones. 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" durante el período de servicio requerido.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

c) Acciones restringidas de rendimiento (liquidación de capital)

La Compañía otorga Acciones Restringidas de Rendimiento ("PRS" por sus siglas en inglés) 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 en que se otorgaron las opciones sobre acciones. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Salarios y contribuciones sociales", durante el período de servicio requerido. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Compañía no ha otorgado ningún PRS.

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.

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 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 2021, la Compañía valuó estas inversiones a costo de adquisición sin reconocimiento del método de participación dado que las mismas no tuvieron movimientos significativos

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 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.

2.5 Marco regulatorio

2.5.1. General

2.5.1.1 Pandemia COVID-19

Durante 2020 y 2021 se tomaron distintas medidas vinculadas al manejo de la emergencia sanitaria originada por el COVID-19, pasando a una etapa de distanciamiento social, preventivo y obligatorio. Este período puede seguir extendiéndose por el tiempo que se considere necesario para mitigar la situación epidemiológica.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A- Argentina

2.5.2 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 Río Negro y Salta se rigen por la Ley No. 17,319 y sus modificaciones.

2.5.3 Mercado del gas

Durante los últimos años, el Gobierno Nacional de Argentina ha creado diferentes programas para alentar e incrementar la inyección de gas en el mercado interno.

2.5.3.1 Programa de Promoción de la Inyección de Excedentes de Gas Natural para empresas con inyección reducida ("Programa IR")

El Programa IR fue establecido por la Secretaría de Energía ("SE") de conformidad con la Resolución No. 60/13 del año 2013. Dicho programa estableció incentivos de precios a las Compañías productoras que se adhirieran al mismo, para aumentar la producción de gas natural en Argentina, y multas de importación de GLP en caso de incumplimientos de volúmenes. La Resolución mencionada, que fue enmendada por las Resoluciones No. 22/14 y No. 139/14 estableció un precio de venta que oscilaba entre 4 US/MMBTU y 7.5 US/MMBTU, de acuerdo con la curva de producción. El Programa IR tuvo fecha de vigencia hasta diciembre de 2017.

El 1° julio de 2019, mediante Resolución No. 358/19, la Compañía fue notificada por la SE sobre el plan de cancelación del crédito vinculado con el Programa IR. De acuerdo con dicha Resolución, el crédito que a esa fecha poseía la Compañía, sería cancelado con bonos emitidos por el Estado Nacional ("Bonos Programa Gas Natural") denominados en US a amortizar en un plazo máximo de treinta (30) cuotas.

Del total de bonos recibidos por la Compañía, durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 se amortizaron 4,140 correspondiente a dicho programa. La Compañía no posee crédito pendiente relativo al Programa IR y al 31 de diciembre de 2020, el crédito registrado vinculado con dicho plan asciende 4,012 a valor presente (4,140 de valor nominal) (ver Nota 17).

2.5.3.2 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.

Mediante Resolución No. 317/2020 de la SE convocó a las empresas productoras de gas natural a un concurso Público Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de 70 MMm3/día cada año; y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

El 15 de diciembre de 2020 mediante Resolución No. 391/2020 la SE adjudicó los volúmenes y precios; lo que comprende 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 US/MMBTU por un período de cuatro años a partir del 1° de enero de 2021.

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía cobró un monto neto de 3,660 y el crédito vinculado con dicho plan asciende a 1,729 (ver Nota 17).

Adicionalmente, la Compañía obtuvo la adjudicación de 0,15 MMm3/d de exportación entre los meses de enero a abril 2022 al autorizar la Secretaría de Energía 5 MMm3/d de exportación adicionales a los permisos emitidos en el marco de la Resolución No. 360/21 de la SE.

2.5.4 Mercado del petróleo

2.5.4.1 Decreto No. 488/2020

El 19 de mayo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") publicó el Decreto No. 488/2020, mediante el cual estableció, entre otras cosas, un precio de referencia para facturar y cobrar las entregas de petróleo crudo en el mercado argentino equivalente a 45 US/bbl ("Precio de Referencia"); con efectos a partir del 19 de mayo y hasta el 31 de diciembre de 2020 (el "Plazo de Vigencia").

Dicho Precio de Referencia establecido en el Artículo 1 del Decreto, estaría vigente siempre que la cotización del "Ice Brent Primera Línea" no superara los 45 US/bbl durante diez (10) días consecutivos. Al 31 de diciembre de 2020 no estaba vigente el mencionado Artículo, debido a que el precio del "Ice Brent Primera Línea" excedió los 45 US/bbl durante 10 (diez) días consecutivos durante el mes de agosto de 2020.

Así mismo, durante el Plazo de Vigencia, la Compañía debía: i) mantener los niveles de actividad y/o producción registrados durante el año 2019; ii) mantener los contratos con contratistas y proveedores; iii) mantener la planta de trabajadores vigente al 31 de diciembre de 2019.

Durante la vigencia del Decreto las regalías se deben calcular utilizando el Precio de Referencia.

2.5.5 Regalías y otros cánones

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 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 30.3, se incluye un canon extraordinario sobre la producción del 3% para las áreas convencionales de Entre Lomas Bajada del Palo, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito S.E., y del 6.5% para Agua Amarga.

B- México

2.5.6 Actividades de exploración y producción

En 2013, México introdujo ciertas enmiendas a la Constitución Mexicana, que llevaron a la apertura de los sectores del petróleo, el gas natural y la energía a la inversión privada.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Como parte de la reforma energética, Petróleos Mexicanos (“PEMEX”) se transformó de una entidad pública descentralizada a una empresa estatal productiva. En agosto de 2014, el Congreso Mexicano aprobó leyes secundarias para implementar las reformas que permiten al gobierno mexicano otorgar contratos a entidades del sector privado, en el sector de exploración y producción a través de licitaciones públicas. Estas enmiendas también permiten que las entidades del sector privado obtengan permisos para el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos, incluido el procesamiento, compresión, licuefacción, regasificación, transporte, distribución, comercialización y venta al por menor de gas natural, el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta minorista de productos derivados del petróleo, incluido el GLP, y el transporte (a través de tuberías) y el almacenamiento relacionado de productos petroquímicos, incluido el etano.

La legislación promulgada en 2014 incluye la Ley Mexicana de Hidrocarburos (“Ley de Hidrocarburos”), que preserva la propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras se encuentran en el subsuelo, pero permite a las empresas privadas hacerse cargo de los hidrocarburos una vez que se extraen. La Ley de Hidrocarburos de México 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 realizar ventas directas de hidrocarburos, así como para poseer y operar tuberías y licuefacción, regasificación, compresión y estaciones o terminales de compresión, y equipos relacionados de acuerdo con las regulaciones técnicas y de otro tipo. Además, las entidades del sector privado pueden importar o exportar hidrocarburos sujetos a un permiso del Ministerio de Energía de México (“SENER”).

Los permisos otorgados antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos de México, incluidos sus términos y condiciones generales, permanecerán en vigencia durante su período original, y los derechos de los titulares de permisos no se verán afectados por las nuevas leyes y regulaciones. Sin embargo, se requieren nuevos permisos, como los de comercialización otorgados por la CRE y los permisos de importación y exportación otorgados por la SENER.

2.5.7 Agencia Gubernamental Autorizada

La SENER es la responsable de desarrollar la política de exploración y producción del país, incluida la determinación de qué áreas se pondrán a disposición a través de licitaciones públicas. Ellos deciden el programa de licitación y los modelos de contrato que se aplicarán. Además, aprueban todos los términos no fiscales del contrato, mientras que el Ministerio de Finanzas (“Secretaría de Hacienda y Crédito Público/SHCP”) aprueba los términos fiscales. El SHCP también participa en las auditorías.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) realiza las rondas de licitación que otorgan contratos a las compañías petroleras y consorcios de empresas. Interactúan con PEMEX y empresas privadas y administran todos los contratos de exploración y producción (“E&P”). Los contratos de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y venta de petróleo crudo, productos derivados del petróleo y gas natural son otorgados por la CRE.

2.5.8 Regulaciones del Mercado

Durante 2017, de acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el año fiscal de 2017, el gobierno mexicano eliminó gradualmente los controles de precios de la gasolina y el diésel como parte de la liberalización de los precios de los combustibles en México. A la fecha de emisión de estos estados financieros, los precios de venta de la gasolina y el diésel se han liberalizado completamente y están determinados por el mercado.

2.5.9 Ley Federal de Medio Ambiente

La Ley Federal de Responsabilidad Ambiental de México, promulgada el 7 de julio de 2013, regula la responsabilidad ambiental que se deriva de los daños al medio ambiente, incluida la reparación y la compensación. Este régimen de responsabilidad es independiente de los regímenes de responsabilidad administrativa, civil o penal.

2.5.10 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 puede variar entre el 40% o 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”.

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 que establezca supuestos que impactan la aplicación de las políticas contables, así 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 dichas 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.

La Compañía evalúa si existen gastos adicionales directamente asociados con la resolución de cada contingencia, en cuyo caso se incluyen en la provisión mencionada, siempre que los mismos puedan ser estimados razonablemente.

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 tecnología actualmente disponible y aplicando las leyes y regulaciones ambientales actuales, así como sus políticas ambientales internas vigentes.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 resultados. 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 relevantes que requieren el consentimiento unánime. La Compañía ha determinado que las actividades relevantes para sus acuerdos conjuntos son aquellas relacionadas con las decisiones operativas de capital, incluida la aprobación del programa anual de trabajo de capital y gastos operativos; el presupuesto para el acuerdo conjunto; así como la aprobación de los proveedores de servicios elegidos para cualquier gasto de capital importante según lo exijan los acuerdos operativos conjuntos. Las contraprestaciones hechas para determinar el control conjunto son similares a las necesarias para determinar el control sobre las inversiones 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. Específicamente, la Compañía considera:

- La estructura del acuerdo conjunto, si se estructura a través de un vehículo separado;
- Cuando el acuerdo se estructura a través de un vehículo separado, la Compañía también considera los derechos y obligaciones que surgen de: (i) La forma jurídica del vehículo separado; (ii) Los términos del acuerdo contractual; (iii) Otros hechos y circunstancias, según el caso.

Esta evaluación a menudo requiere un juicio significativo. Una conclusión errónea sobre si un acuerdo es un control conjunto o bien si el mismo es una operación conjunta o una inversión 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 cada subsidiaria de la Compañía es el US. 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 por deterioro o con mayor frecuencia, si los eventos o cambios en las circunstancias indican que la cantidad recuperable de la UGE a las que se relaciona el crédito mercantil deben 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 tiene un crédito mercantil de 28,416 y 28,484 en su estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2021 y 2020 (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 2021 y 2020, 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 2021 y 2020 se han agrupado todas las propiedades de petróleo y gas en Argentina en cuatro (4) UGEs (i) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas; (ii) concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas; (iii) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas; y (iv) concesiones no operadas no convencionales de petróleo y gas. Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía ha identificado las siguientes 2 (dos) UGEs en México: (i) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas; (ii) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas. Sin embargo al 31 de diciembre de 2021, luego de la transferencia de activos la Compañía posee solo una UGE en México: (i) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas (ver Nota 1.4).

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 contable 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 del grupo 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, revisiones significativas a la 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Como paso inicial en la preparación de estos planes, la Compañía establece diversos supuestos sobre las condiciones del mercado, como los precios del petróleo, el gas natural. Adicionalmente al 31 de diciembre de 2020 y 2021, estos supuestos tienen en cuenta los precios existentes, el equilibrio entre la oferta y la demanda mundial de petróleo y gas natural, 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 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.

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 y la deflación 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.

Como resultado del análisis realizado, por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Compañía registró un deterioro de 14,044 relacionado con la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas en México y 394 relacionado con la UGE de concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía no identificó indicios de deterioro. Así mismo, por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, 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.

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 2021		Al 31 de diciembre de 2020	
	Argentina	México	Argentina	México
Tasas de descuento (después de impuestos)	16.6%	6.1%	12.5%	6.3%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	19.0%	10.0%	15.8%	8.4%
Precios del petróleo crudo, GLP y del gas natural				
Petróleo crudo (US/bbl.) ⁽¹⁾				
2021	-	-	48.0	48.0
2022	73.0	65.8	53.5	53.5
2023	70.1	63.0	52.0	52.0
2024	70.5	63.5	52.9	52.9
2025	65.9	58.9	51.9	51.9
2026 – En Adelante	64.6	58.9	51.9	51.9
Gas natural – Precios locales (US/MMBTU)				
2021	-	-	2.3	2.3
2022	3.3	3.0	3.5	2.0
2023 – En adelante	3.3	3.0	3.5	2.0
GLP – Precios locales (US/Tn.)				
En adelante	300	-	350	-

⁽¹⁾ El precio corresponde al Brent y Maya, para Argentina y México, respectivamente.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- **Tasas de descuento:** 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 del 35% para 2021 en adelante (ver Nota 33.1). 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").
- **Precios del petróleo crudo, gas natural y GLP:** 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 UGE. 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.

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 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.

- **Producción y volúmenes de reservas:** 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 2021 y 2020, 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 2021		Al 31 de diciembre de 2020	
	Argentina ⁽¹⁾	México	Argentina ⁽¹⁾	México ⁽²⁾
Tasa de descuento	+/- 10%		+/- 10%	
<u>Valor en libros</u>	(98) / -	- / -	- / -	(1,146) / -
Precios esperados del petróleo crudo, gas natural y GLP	+/- 10%		+/- 10%	
<u>Valor en libros</u>	- / (31,773)	- / -	- / (20,889)	- / (3,063)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, relacionados con las UGEs concesiones operadas y no operadas convencionales de petróleo y gas.

⁽²⁾ Al 31 de diciembre de 2020, relacionados con la UGE concesiones 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 de los supuestos pueden estar correlacionados.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los factores desencadenantes de las pruebas de deterioro de la UGE fueron principalmente el efecto de la variabilidad de los precios, la situación macroeconómica de la Argentina durante esos periodos y la variabilidad de la tasa de descuento. El monto recuperable se basó en la estimación de la Compañía del valor de uso en cada periodo.

3.2.3 Impuesto sobre la renta corriente y diferido

La Gerencia de la Compañía debe evaluar regularmente las posiciones fiscales informadas en las declaraciones de impuestos anuales, teniendo en cuenta las regulaciones fiscales aplicables y, en caso de ser necesario, reconocer las provisiones correspondientes por los montos que la Compañía deberá pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal final de estas partidas difiere de los montos inicialmente reconocidos, esas diferencias tendrán un efecto en el impuesto sobre la renta y en la provisión del impuesto diferido en el año fiscal en que se realice dicha determinación.

Hay muchas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final de impuestos es incierta. La Compañía reconoce los pasivos por eventuales reclamaciones tributarias basadas en estimaciones de si se adeudarán impuestos adicionales en el futuro.

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.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos no se descuentan. Al evaluar la realización de los activos por impuestos diferidos, la Gerencia considera si es probable que una parte o la totalidad de los mismos no se realicen, lo que depende de la generación de ingresos imposables futuros en los periodos en que estas diferencias temporales se vuelven deducibles. Para realizar esta evaluación, la Gerencia 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 imposables futuras dependen de las estimaciones de la Gerencia 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; los gastos de capital; los dividendos y otras transacciones de gestión 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 periodos futuros.

3.2.4 Obligaciones por taponamiento y abandono de pozos

Las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos al final de la vida 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.

El pasivo al 31 de diciembre de 2021 y 2020 de las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos es de 30,796 y 23,933, 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 35).

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 34.

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, GLP y (incluye todas las actividades comerciales de exploración y producción), 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.

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Compañía generó el 99% y el 1% de sus ingresos relacionados con los activos ubicados en Argentina y 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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Argentina	1,260,851	1,086,308
México	47,837	18,468
Total activos no corrientes	1,308,688	1,104,776

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 5. Ingresos por ventas a clientes

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ventas de bienes	652,187	273,938
Total de ingresos por ventas a clientes	652,187	273,938
Reconocido en un momento determinado	652,187	273,938

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 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ingresos por ventas de petróleo crudo	593,060	236,596
Ingresos por ventas de gas natural	54,301	33,575
Ingresos por ventas de GLP	4,826	3,767
Total de ingresos por ventas a clientes	652,187	273,938

Canales de distribución	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Refinerías	410,904	141,672
Exportaciones de petróleo crudo	182,156	94,924
Gas natural para generación eléctrica	18,461	2,275
Distribuidores minoristas de gas natural	18,351	13,809
Industrias ⁽¹⁾	17,489	17,491
Comercialización de GLP	4,826	3,767
Total de ingresos por ventas a clientes	652,187	273,938

⁽¹⁾ Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, incluye 169 relacionados a exportaciones de gas natural.

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 y gas natural. 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. Costos de ventas

6.1 Costos de operación

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Honorarios y compensación de servicios	53,024	46,218
Salarios y contribuciones sociales	16,591	12,593
Consumo de materiales y reparaciones	15,912	11,181
Servidumbre y cánones	9,572	8,222
Beneficios a empleados	4,877	3,867
Transporte	3,274	2,351
Otros	3,873	3,586
Total costos de operación	107,123	88,018

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

6.2 Fluctuación del inventario de crudo

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Inventario de petróleo al inicio del año (Nota 19)	6,127	3,032
Menos: Inventario de petróleo al cierre del año (Nota 19)	(5,222)	(6,127)
Total fluctuación del inventario de crudo	905	(3,095)

Nota 7. Gastos de ventas

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Transporte	19,554	10,395
Impuestos, tasas y contribuciones	13,921	6,014
Impuesto sobre transacciones bancarias	6,061	3,033
Honorarios y compensación por servicios ⁽¹⁾	2,806	4,603
Constitución/(Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas (Nota 17)	406	(22)
Total gastos de ventas	42,748	24,023

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, incluyen 1,651 y 4,367, respectivamente, correspondiente al servicio de almacenamiento de crudo.

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Salarios y contribuciones sociales	14,130	8,882
Pagos basados en acciones	10,592	10,494
Beneficios a empleados	8,236	4,984
Honorarios y compensación por servicios	7,412	6,466
Publicidad y promoción institucional	2,237	1,215
Impuestos, tasas y contribuciones	1,311	740
Otros	1,940	1,137
Total gastos generales y de administración	45,858	33,918

Nota 9. Gastos de exploración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Gastos geológicos y geofísicos	561	646
Total gastos de exploración	561	646

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

10.1 Otros ingresos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ganancia por baja de activos ⁽¹⁾	9,999	-
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i> (Nota 1.2)	9,050	-
Otros ingresos por servicios ⁽²⁾	3,971	3,924
Ganancia por combinación de negocios (Nota 32)	-	1,383
Otros	265	266
Total otros ingresos operativos	23,285	5,573

⁽¹⁾ Incluye: (i) 9,788 relacionado a la transferencia de la participación en CASO; (ii) 198 relacionado a la transferencia de activos exploratorios de México y; (iii) 13 relacionados con la expiración de la concesión de explotación del área Sur Rio Deseado Este (ver Nota 1.3, 1.4 y 30.3.9).

⁽²⁾ Corresponde a servicios que no se vinculan directamente con la actividad principal de la Compañía.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

10.2 Otros gastos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Gastos de reestructuración ⁽¹⁾	(2,281)	(3,469)
Gastos de reorganización	(3)	(1,417)
Provisión por remediación ambiental (Nota 22.2)	(1,029)	(463)
Provisión para contingencias (Nota 22.3)	(652)	(267)
(Constitución) / Reversión de provisión de obsolescencia de inventarios	(249)	627
Total otros gastos operativos	(4,214)	(4,989)

⁽¹⁾ La Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos, honorarios y costos de transacción relacionados con la modificación de la estructura del Grupo.

Nota 11. Resultados Financieros

11.1 Ingresos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Intereses financieros	65	822
Total ingresos por intereses	65	822

11.2 Gastos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Intereses por préstamos (Nota 18.2)	(50,660)	(47,923)
Total gastos por intereses	(50,660)	(47,923)

11.3 Otros resultados financieros

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Costo amortizado (Nota 18.2)	(4,164)	(2,811)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 18.5.1)	(2,182)	16,498
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	14,328	3,068
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(2,300)	(3,432)
Deterioro de activos financieros	-	(4,839)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	5,061	(645)
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 15)	(1,079)	(1,641)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 22.1)	(2,546)	(2,584)
Revaluación de préstamos ⁽¹⁾ (Nota 18.2)	(19,163)	-
Otros	4,851	633
Total otros resultados financieros	(7,194)	4,247

⁽¹⁾ Relacionado a los préstamos suscriptos en UVA actualizables por el CER.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 12. Ganancias / (Pérdidas) por acción

a) Básica

Las ganancias (pérdidas) 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 / (pérdidas) 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 / (pérdidas) 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 / (pérdida) diluida por acción igual a la básica.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ganancia / (Pérdida) neta del año	50,650	(102,749)
Número promedio ponderado de acciones comunes	88,242,621	87,473,056
Ganancia / (Pérdida) básica por acción (en US por acción)	0.574	(1.175)
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ganancia / (Pérdida) neta del año	50,650	(102,749)
Número promedio ponderado de acciones comunes	93,273,978	87,473,056
Ganancia / (Pérdida) diluida por acción (en US por acción)	0.543	(1.175)

Al 31 de diciembre de 2021, 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 / (pérdidas) por acción diluidas:

- i. 21,666,667 acciones Serie A relacionadas con los 65,000,000 de títulos opcionales de suscripción de acciones Serie A (ver Nota 18.3);
- ii. 9,893,333 acciones Serie A relacionados con los 29,680,000 de títulos opcionales (ver Nota 18.3);
- iii. 1,666,667 acciones Serie A relacionados con 5,000,000 de título de suscripción de acciones (Forward Purchase Agreement o “FPA” por sus siglas en inglés) (ver Nota 18.3) y;
- iv. 3,957,518 de acciones Series A que serán usadas en el LTIP para los empleados.

No ha habido otras transacciones que involucren acciones comunes o acciones comunes potenciales entre la fecha de reporte y la fecha de aprobación de estos estados financieros consolidados.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado al 31 de diciembre de 2020 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
<u>Costo</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,445	20,411	353,076	658,690	75,525	27,454	1,137,601
Altas ⁽¹⁾	11	133	-	2,197	186,230	37,317	225,888
Transferencias	-	1,410	-	216,536	(182,199)	(35,747)	-
Bajas ⁽²⁾	-	(123)	-	(366)	-	(173)	(662)
Deterioro de activos de larga duración ⁽³⁾	-	-	-	(394)	-	-	(394)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	2,456	21,831	353,076	876,663	79,556	28,851	1,362,433
<u>Depreciaciones acumuladas</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	(89)	(3,838)	(19,489)	(197,119)	-	-	(220,535)
Depreciaciones	(187)	(3,731)	(13,884)	(121,941)	-	-	(139,743)
Bajas	-	103	-	-	-	-	103
Saldos al 31 de diciembre de 2020	(276)	(7,466)	(33,373)	(319,060)	-	-	(360,175)
<u>Valor neto</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2020	2,180	14,365	319,703	557,603	79,556	28,851	1,002,258

⁽¹⁾ Las altas incluyen 2,018 correspondiente a la combinación de negocios mencionada en la Nota 32.

⁽²⁾ Las bajas de pozos e instalaciones de producción corresponden a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

⁽³⁾ Ver Nota 3.2.2 para obtener detalles sobre las pruebas de deterioro de las propiedades del petróleo y el gas.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 (Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado al 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 ⁽¹⁾	7,343 ⁽³⁾	287,815	28,626	354,219
Transferencias	-	2,111	-	296,624	(269,161)	(29,574)	-
Bajas	-	(665)	(997) ⁽²⁾	-	-	(107)	(1,769)
Incorporación por adquisición de activos AFBN ⁽⁴⁾	-	-	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 Nota 1.4). 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*” (ver Nota 1.2).

⁽³⁾ Incluyen 2,112 relacionadas a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos. Esta transacción no generó flujo de efectivo.

⁽⁴⁾ Altas que no generaron flujos de efectivo (ver Nota 1.5).

⁽⁵⁾ Incluye 11,784 relacionados a la transferencia de la participación en CASO; y 5,126 relacionado con la transferencia de activos exploratorios de México, que no originaron flujos de efectivo (ver Nota 1.3 y 1.4).

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 14. Crédito mercantil y otros activos intangibles

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado al 31 de diciembre de 2020 son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		Licencias Software	Derechos de exploración	Total
Costo				
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	6,941	29,403	36,344
Altas	-	3,664	-	3,664
Deterioro de activos de larga duración ⁽¹⁾	-	-	(14,044)	(14,044)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	28,484	10,605	15,359	25,964
Amortización acumulada				
Saldos al 31 de diciembre de 2019	-	(2,315)	-	(2,315)
Amortización	-	(2,568)	-	(2,568)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	-	(4,883)	-	(4,883)
Valor neto				
Saldos al 31 de diciembre de 2020	28,484	5,722	15,359	21,081

⁽¹⁾ Ver Nota 3.2.2.

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado al 31 de diciembre de 2021 son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		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)
Amortización	-	(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" (ver Nota 1.2).

⁽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 1.4).

⁽⁴⁾ Ver Nota 3.2.2.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 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. Al 31 de diciembre de 2020, el mismo ha sido asignado a las siguientes UGEs en Argentina: (i) 22,942 a concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas, respectivamente; y (ii) 5,542 a concesiones operadas convencionales de petróleo y gas.

Las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica estimada de tres años.

Al 31 de diciembre de 2020, los derechos de exploración se relacionan con la adquisición del 50% de la participación en tres propiedades de petróleo y gas en los cuales Jaguar y Pantera eran licenciatarios (Nota 30.3.12). Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 se reconoció un cargo por deterioro en los activos de exploración y evaluación por 14,044 relacionados con la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas en México.

Así mismo 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 dicho activos.

Nota 15. Activos por derecho de uso y pasivos por arrendamientos

Los valores en libros de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos de la Compañía, así como los movimientos por los años finalizados en diciembre de 2021 y 2020, se detallan a continuación:

	Activos por derechos de uso			Total pasivos por arrendamiento
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,060	14,564	16,624	(16,767)
Altas	114	17,273	17,387	(17,470)
Reestimaciones	(257)	(3,671)	(3,928)	3,901
Gastos por depreciación ⁽¹⁾	(598)	(6,907)	(7,505)	-
Pagos	-	-	-	9,067
Gastos por intereses ⁽²⁾	-	-	-	(2,412)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	1,319	21,259	22,578	(23,681)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación de servicios de perforación que se capitalizan como obras en curso por un monto de 2,142

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en obras en curso por 771.

	Activos por derechos de uso			Total pasivos por arrendamiento
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	
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⁾	-	-	-	(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.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en obras en curso por 1,821.

En línea con lo mencionado en la Nota 2.4.3, por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 152 y 131, respectivamente.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2020	Ganancia (pérdida)	Otros movimientos del patrimonio	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2020
Inversiones corrientes	523	(658)	-	-	(135)
Beneficios a empleados	1,627	(876)	-	114	865
Pagos basados en acciones	1,166	(1,166)	-	-	-
Pérdidas fiscales y otros créditos fiscales no utilizados ⁽¹⁾	7,345	29,004	-	-	37,479
Provisiones	6,860	(4,387)	-	-	2,473
Activos por derecho de uso, netos	65	199	-	-	264
Activos por impuesto sobre la renta diferido	17,586	22,116	-	114	40,946
Propiedad, planta y equipos	(138,068)	4,157	-	-	(133,911)
Otras cuentas por cobrar	(443)	(118)	-	-	(561)
Activos intangibles	(771)	771	-	-	-
Inventarios	(1,351)	529	-	-	(822)
Costos de emisión de préstamos	-	(1,212)	-	-	(1,212)
Otros	(3)	-	-	-	(3)
Crédito por ajuste por inflación estático y dinámico	(23,493)	(15,946)	-	-	(39,439)
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(164,129)	(11,819)	-	-	(175,948)
Impuesto sobre la renta diferido, neto	(146,543)	10,297	-	114	(135,002)
	Al 1 de enero de 2021	Ganancia (pérdida)	Otros movimientos del patrimonio	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2021
Inversiones corrientes	(135)	(1,790)	-	-	(1,925)
Beneficios a empleados	865	-	-	2,048	2,913
Pérdidas fiscales y otros créditos fiscales no utilizados ⁽¹⁾	37,479	(30,507)	-	-	6,972
Provisiones	2,473	4,792	-	-	7,265
Activos por derecho de uso, netos	264	(103)	-	-	161
Activos por impuesto sobre la renta diferido	40,946	(27,608)	-	2,048	15,386
Propiedad, planta y equipos	(133,911)	(16,875)	-	-	(150,786)
Otras cuentas por cobrar	(561)	2,345	-	-	1,784
Inventarios	(822)	(447)	-	-	(1,269)
Costos de emisión de préstamos	(1,212)	(13)	-	-	(1,225)
Otros	(3)	(498)	-	-	(501)
Crédito por ajuste por inflación estático y dinámico	(39,439)	3,401	-	-	(36,038)
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(175,948)	(12,087)	-	-	(188,035)
Impuesto sobre la renta diferido, neto	(135,002)	(39,695)	-	2,048	(172,649)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2020 y 2021, la Compañía ha reconocido Pérdidas Operativas Netas ("Net Operating Loss" o "NOL" por sus siglas en inglés) en base a un análisis de recuperabilidad de los ingresos sujetos a impuestos futuros esperados en los años siguientes, en Argentina y México, respectivamente.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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. Los siguientes montos se revelan en el estado de situación financiera consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	2,771	565
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	2,771	565
	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido, neto	175,420	135,567
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	175,420	135,567

La composición del impuesto sobre la renta es la siguiente:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Impuesto sobre la renta corriente		
Impuesto sobre la renta (gasto)	(62,419)	(184)
Impuesto sobre la renta diferido		
Relativo al origen y reversión de diferencias temporarias (gasto) / beneficio	(39,695)	10,297
Impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio en el estado de resultados consolidado	(102,114)	10,113
Impuesto diferido con cargo a otros resultados integrales	2,048	(114)
Total impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio	(100,066)	9,999

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 / (pérdida) antes de impuesto sobre la renta:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Utilidad / (Pérdida) antes de impuesto sobre la renta	152,764	(112,862)
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	(45,829)	33,859
Ítems que ajustan el impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	(6,600)	(2,449)
Ajuste por inflación	(98,348)	(32,086)
Efecto sobre la medición de partidas monetarias y no monetarias a moneda funcional	86,724	24,628
Pérdidas fiscales y otros activos por impuestos diferidos no reconocidos	(4,047)	(7,039)
Efecto relacionados con las pérdidas fiscales ⁽¹⁾	31,232	(179)
Efecto relacionado con el cambio de la tasa impositiva ⁽²⁾	(67,312)	(6,384)
Aplicación de créditos fiscales	9,710	-
Efecto relacionados con la diferencia en la tasa impositiva en México	(7,637)	-
Otros	(7)	(237)
Total impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio	(102,114)	10,113

⁽¹⁾ Ver Nota 16.1.

⁽²⁾ Incluye principalmente efectos de la Nota 33.1.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Algunas subsidiarias en México tienen pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas, para las cuales no se ha reconocido un activo por impuesto diferido, y las cuales pueden recuperarse siempre que se cumplan ciertos requisitos. Las pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas y sus años de vencimientos son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
2027	-	4,324
2028	47,071	50,788
2029	13,781	22,999
2030 en adelante	2,062	11,701
Total pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas	62,914	89,812

Adicionalmente hasta el 31 de diciembre de 2020, la Compañía poseía otros créditos fiscales en México, que podían ser recuperados hasta 2025 por 1,024, dichos créditos fiscales fueron recuperados durante el ejercicio 2021.

Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>Corrientes</u>		
Impuesto sobre la renta, neto de retenciones y anticipos	44,625	-
Total corriente	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 33.1).

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 inadmisibles, 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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>No Corrientes</u>		
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, impuestos y otros:		
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	15,236	9,884
Impuesto al valor agregado ("IVA")	4,010	5,562
Impuesto sobre los ingresos brutos	765	789
Impuesto sobre la renta	-	11,995
Impuesto sobre la renta mínima presunta	-	1,034
	20,011	29,264

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Activos financieros:		
Préstamos a empleados	199	546
	199	546
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	20,210	29,810
 <u>Corrientes</u>		
Cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (neto de reservas por pérdidas crediticias esperadas)	25,224	23,260
	25,224	23,260
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:		
IVA	9,131	17,022
Gastos prepagados	3,633	3,228
Impuesto sobre la renta	860	254
Impuesto sobre los ingresos brutos	42	406
	13,666	20,910
Activos financieros:		
Saldos por operaciones conjuntas	2,286	24
Cuentas por cobrar de terceros	2,025	1,974
Plan Gas IV (Nota 2.5.3.2)	1,729	-
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	491	499
Programa de estabilidad de precios de GLP	293	322
Programa IR (Nota 2.5.3.1)	-	4,012
Otros	382	18
	7,206	6,849
Otras cuentas por cobrar	20,872	27,759
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	46,096	51,019

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.

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 todas 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 2021 y 2020 se constituyó una provisión por pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar por 406 y 3 respectivamente.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Saldo al inicio del año	(3)	(100)
Bajas ⁽¹⁾	(406)	89
Diferencias de cambio	3	8
Saldo al cierre del año	(406)	(3)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, incluyen 406 y 22 correspondiente a la (constitución) / reversión de pérdidas crediticias esperadas (Ver Nota 7).

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 financieros y pasivos financieros

18.1 Préstamos

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>No corriente</u>		
Préstamos	447,751	349,559
Total no corriente	447,751	349,559
<u>Corriente</u>		
Préstamos	163,222	190,227
Total corriente	163,222	190,227
Total préstamos	610,973	539,786

Los vencimientos de los préstamos de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Interés fijo		
Menos de 1 año	109,016	113,174
De 1 a 2 años	112,860	105,652
De 2 a 5 años	214,491	134,623
Más de 5 años	75,468	-
Total	511,835	353,449
Interés variable		
Menos de 1 año	54,206	77,053
De 1 a 2 años	44,932	64,352
De 2 a 5 años	-	44,932
Total	99,138	186,337
Total préstamos	610,973	539,786

Ver Nota 18.5.2 para información sobre el valor razonable de los préstamos.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A continuación, se detalla el valor en libros de los préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2021:

Subsidiaria	Banco	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	Banco Galicia, Banco Itaú Unibanco, Banco Santander Río y Citibank NA ⁽¹⁾	Julio 2018	US	150,000	Variable	LIBOR + 4.5% ⁽¹⁾	Julio 2023	184,581
Vista Argentina	Banco BBVA S.A.	Julio 2019	US	15,000	Fijo	8%	Julio 2022	5,081
Vista Argentina	Santander International	Enero 2021	US	11,700	Fijo	9.40%	Enero 2026	137 ⁽²⁾
Vista Argentina	Santander International	Julio 2021	US	43,500	Fijo	1.80%	Julio 2026	60 ⁽²⁾
Vista Argentina	Bolsas y Mercados Argentinos S.A.	Diciembre 2021	ARS	917,892	Fijo	2.05%	Marzo 2022	3,191 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía debe cumplir con los siguientes ratios financieros, según los parámetros definidos en el contrato de préstamo:

- (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 S.A. y AFBN S.R.L. 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 afiliados; y (ix) cambiar las prácticas contables existentes.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

Para más información acerca de la tasa LIBOR ver Nota 2.2.

⁽²⁾ El valor en libros corresponde a intereses, ya que el capital está colateralizado.

⁽³⁾ Importe neto de 6,793 de inversiones a corto plazo, otorgadas en garantías.

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 obligaciones negociables (“ON”) vigentes al 31 de diciembre de 2021:

Subsidiaria	Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	ON II	Agosto 2019	US	50,000	Fijo	8.50%	Agosto 2022	50,492
Vista Argentina	ON III	Febrero 2020	US	50,000	Fijo	3.50%	Febrero 2024	50,316
Vista Argentina	ON IV ⁽¹⁾	Agosto 2020	ARS	725,650	Variable	Badlar + 1.37%	Febrero 2022	7,427
Vista Argentina	ON V	Agosto 2020	US	20,000	Fijo	0%	Agosto 2023	19,869
		Diciembre 2020	US	10,000	Fijo	0%	Agosto 2023	9,931
Vista Argentina	ON VI	Diciembre 2020	US	10,000	Fijo	3.24%	Diciembre 2024	9,940
Vista Argentina	ON VII	Marzo 2021	US	42,371	Fijo	4.25%	Marzo 2024	41,970
Vista Argentina	ON VIII	Marzo 2021	ARS ⁽²⁾	3,054,537	Fijo	2.73%	Septiembre 2024	40,888

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Subsidiaria	Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	ON IX	Junio 2021	US	38,787	Fijo	4.00%	Junio 2023	38,551
Vista Argentina	ON X	Junio 2021	ARS ⁽²⁾	3,104,063	Fijo	4.00%	Marzo 2025	36,891
Vista Argentina	ON XI	Agosto 2021	US	9,230	Fijo	3.48%	Agosto 2025	9,196
Vista Argentina	ON XII	Agosto 2021	US	100,769	Fijo	5.85%	Agosto 2031	102,452

⁽¹⁾ Ver Nota 36.

⁽²⁾ Importe suscrito 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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Saldos al inicio del año	539,786	451,413
Préstamos recibidos ⁽¹⁾	361,203	198,618
Intereses por préstamos ⁽²⁾ (Nota 11.2)	50,660	47,923
Pagos costos de emisión de préstamos	(3,326)	(2,259)
Pago de intereses de los préstamos	(54,636)	(43,756)
Pago de capital de los préstamos	(284,695)	(98,761)
Costo amortizado ⁽²⁾ (Nota 11.3)	4,164	2,811
Revaluación de préstamos ⁽²⁾ (Nota 11.3)	19,163	-
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera ⁽²⁾	(21,346)	(16,203)
Saldos al cierre del año	610,973	539,786

⁽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 y al 31 de diciembre de 2020 incluye 201,728 netos de 3,110 de bonos del gobierno otorgados en garantías. Dichas transacciones no originaron flujos de efectivo.

⁽²⁾ Transacciones que no originaron flujos 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 un tercio de las acciones comunes de la Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 US/acción (los "Títulos opcionales de suscripción de acciones Serie A"). Estos vencen 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 es igual o superior al peso equivalente de US 18.00 y la Compañía decide terminar anticipadamente el período de ejercicio de los mismos. En el caso de que la Compañía declare una terminación anticipada, tendrá el derecho de declarar que el ejercicio de los Títulos de suscripción de acciones Serie A se realizará mediante un ejercicio "sin pago en efectivo". Si la Compañía elige el ejercicio sin pago efectivo, los tenedores de los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A que elijan ejercerlos deberán 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 captura el promedio de equivalente en US del precio de cierre de las acciones Serie A durante un período de 10 días.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 US/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 pueden 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 son 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 US/acción (los "Títulos de suscripción de acciones").

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 ninguno de los tenedores de Títulos Opcionales ha ejercido sus derechos conforme a los mismos.

El pasivo por los Títulos Opcionales en última instancia se convertirá eventualmente al capital contable de la Compañía (acciones comunes de la Serie A) cuando se ejerzan las garantías, o se extinguirá una vez que expiren las garantías pendientes, y no dará lugar al desembolso de efectivo por parte de la Compañía.

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>No corriente</u>		
Títulos opcionales	2,544	362
Total no corriente	2,544	362

18.4 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total Activos/Pasivos financieros
Al 31 de diciembre de 2021			
Activos			
Activos del plan de beneficios definidos (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 16)	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 16)	7,666	-	7,666
Total pasivos financieros corrientes	309,370	-	309,370

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Al 31 de diciembre de 2020	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total Activos/Pasivos financieros
Activos			
Activos del plan de beneficios definidos (Nota 23)	8,004	-	8,004
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	546	-	546
Total activos financieros no corrientes	8,550	-	8,550
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	170,851	32,096	202,947
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	30,109	-	30,109
Total activos financieros corrientes	200,960	32,096	233,056
Pasivos			
Préstamos (Nota 18.1)	349,559	-	349,559
Títulos opcionales (Nota 18.3)	-	362	362
Pasivos por arrendamiento (Nota 16)	17,498	-	17,498
Total pasivos financieros no corrientes	367,057	362	367,419
Préstamos (Nota 18.1)	190,227	-	190,227
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	118,619	-	118,619
Pasivos por arrendamiento (Nota 16)	6,183	-	6,183
Total pasivos financieros corrientes	315,029	-	315,029

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 2021:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
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)

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	822	-	822
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(47,923)	-	(47,923)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(2,811)	-	(2,811)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	-	16,498	16,498
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	3,068	-	3,068
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(3,432)	-	(3,432)
Deterioro de activos financieros (Nota 11.3)	(4,839)	-	(4,839)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	(645)	(645)
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(1,641)	-	(1,641)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 11.3)	(2,584)	-	(2,584)
Otros (Nota 11.3)	633	-	633
Total	(58,707)	15,853	(42,854)

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 2021 y 2020:

Al 31 de diciembre de 2021	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
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				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	2,544	2,544
Total pasivos	-	-	2,544	2,544

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Al 31 de diciembre de 2020	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Inversiones corrientes	32,096	-	-	32,096
Total activos	32,096	-	-	32,096
Al 31 de diciembre de 2020	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	362	362
Total pasivos	-	-	362	362

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 al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

El valor razonable de los títulos opcionales se determina 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 basa 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 basa 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 y 2020:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Volatilidad anualizada	39.94%	40.21%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	7.15%	4.34%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	0.55%	0.13%
Período restante en años	1.29 años	2.29 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Igualmente al 31 de diciembre de 2020: (i) si el precio de mercado aumentara en 0,10, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 76; (ii) si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 66; (iii) si la volatilidad aumentara en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 32; y (iv) si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 31.

Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Saldo del pasivo de título opcionales al comienzo del año	362	16,860
Pérdida / (Ganancia) por cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	2,182	(16,498)
Saldo al cierre del año (Nota 18.3)	2,544	362

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 financieros 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 2021	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos	610,973	560,409	2
Total pasivos	610,973	560,409	
Al 31 de diciembre de 2020	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos	539,786	567,381	2
Total pasivos	539,786	567,381	

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 tasa de interés y riesgo de precio), 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 US y el ARS. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Compañía realizó operaciones de cobertura de tipo de cambio y el impacto en los resultados del año se registraron en “Otros resultados financieros”.

La mayoría de las ventas de la Compañía están denominadas directamente en US o bien la evolución de las ventas siguen la evolución de la cotización de esta moneda.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020, el ARS se depreció aproximadamente 22% y 41%, respectivamente.

La siguiente tabla demuestra la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los tipos de cambio ARS frente al US, 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 monetarios y pasivos monetarios denominados en otras monedas distintas del US, 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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 63%	+/- 50%
Efecto en la utilidad o pérdida	(69,835) / 69,835	(22,170) / 22,170
Efecto en el patrimonio	(69,835) / 69,835	(22,170) / 22,170

Ambiente inflacionario en Argentina

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 216% y 200%, 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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Variación en bonos del gobierno	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	380 / (380)	163 / (163)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	12,567 / (12,567)	3,046 / (3,046)

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Riesgo de tasa de interés

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020, la tasa de interés promedio fue de 40% y 38%, respectivamente.

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.

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 2021 y 2020, aproximadamente el 16% y 35% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables. Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020, la tasa de interés variable para los préstamos denominados en US era del 4.81% y 5.69% respectivamente, y para los préstamos denominados en ARS de 35.55% y 38.81%, 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; (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 2021 y 2020, 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 incobrables. 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 2021 y 2020 y en los ingresos por cada año.

	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2020</u>
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:		
Clientes		
Raizen Argentina S.A.	53%	25%
Trafigura Argentina S.A.	2%	25%
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	1%	13%

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Trafigura Argentina S.A.	40%	46%
Raizen Argentina S.A.	26%	17%
Valero Marketing and Supply Company	10%	-%
ENAP Refinerías S.A.	6%	12%
Trafigura Pte LTD	5%	17%
Gas Natural		
Generación Mediterránea S.A.	15%	-%
Cía. Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.	10%	-%
Rafael G. Albanesi S.A.	11%	22%
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	3%	29%
Metroenergía S.A.	1%	13%

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 2021	A vencer	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	23,729	1,495	406	-	25,630
Pérdida crediticia esperada	-	-	(406)	-	(406)
					<u>25,224</u>
Al 31 de diciembre de 2020	A vencer	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	18,236	5,024	3	-	23,263
Pérdida crediticia esperada	-	-	(3)	-	(3)
					<u>23,260</u>

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.

Durante el año 2020, y en respuesta a los efectos del COVID-19, la Compañía y sus subsidiarias Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II, celebraron diferentes acuerdos para refinanciar 45,000 del Préstamo Sindicado; diferir pagos por 4,500 con vencimiento original en 2020 a 2022; e incorporar modificaciones a ciertas definiciones y compromisos financieros, esto con la finalidad de fortalecer la liquidez del grupo durante este período de alta incertidumbre global.

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

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2021 y 2020:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Activos Corrientes	375,070	267,836
Pasivos Corrientes	385,738	333,738
Índice de liquidez	0.972	0.803

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 financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
Al 31 de diciembre de 2021			
A vencer:			
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	9,688	214,491	224,179
Más de 5 años	4,051	75,468	79,519
Total	218,259	610,973	829,232
	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
Al 31 de diciembre de 2020			
A vencer:			
Menos de 1 año	124,802	190,227	315,029
De 1 a 2 años	5,733	170,004	175,737
De 2 a 5 años	12,127	179,555	191,682
Total	142,662	539,786	682,448

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 el año finalizado el 31 de diciembre de 2021; 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 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

(i) Comunicación "A" 7196 y complementarias

Con fecha 6 de enero de 2021, por medio de la Comunicación "A" 7196, conforme fuera enmendada por la Comunicación "A" 7422 (en adelante el "TO Comunicación 7422"), el BCRA definió una serie de medidas tendientes a flexibilizar las normas, con el objetivo de favorecer el canje o la financiación de pasivos del sector privado con el exterior. Entre ellas se destacaron:

- a. la extensión de 30 (treinta) a 45 (cuarenta y cinco) días corridos del plazo de antelación a la fecha de vencimiento para acceder al mercado para cancelar capital e intereses de deudas financieras con el exterior; o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera;
- b. la admisión de fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios del deudor, sean acumulados en cuentas del exterior y/o el país, destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de la deuda concertada a partir de enero de 2021.

(ii) Comunicación "A" 7218

Con fecha 4 de febrero de 2021, por medio de la Comunicación "A" 7218 (conforme fuera enmendada por el TO Comunicación 7422), se permitió el acceso al mercado de cambios para pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros, fijando como requisito que el deudor demuestre el ingreso y liquidación de divisas en el mercado de cambios por un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento financiero con el exterior.

Se estableció asimismo que las entidades también podrán dar acceso al mercado de cambios a residentes para la cancelación en el exterior de los servicios de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro en el exterior, concertadas a partir del 5 de febrero de 2021 y que hayan sido parcialmente suscriptas en moneda extranjera en el país, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- a. el deudor demuestre haber registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda o que los fondos de la colocación fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior. Si no se cumple al menos una de las dos condiciones señaladas, la emisión cuenta con la conformidad previa del BCRA.
- b. la vida promedio de los títulos de deuda no sea menor a los 5 (cinco) años.
- c. el primer pago de capital no se registre antes de los 3 (tres) años de la fecha de emisión.
- d. la suscripción local no supere el 25% (veinticinco por ciento) de la suscripción total.
- e. a la fecha de acceso hayan sido liquidados en el mercado de cambios la totalidad de los fondos suscriptos en el exterior y en el país.

(iii) Comunicación "A" 7416

Con fecha 9 de diciembre de 2021, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7416, por medio de la cual extendió el plazo de vigencia de restricciones para el acceso al mercado de cambios para determinados endeudamientos financieros.

En tal sentido, el BCRA exige que los bancos y empresas argentinas del sector privado, que: (i) tengan endeudamientos con el exterior (incluyendo obligaciones negociables y préstamos); (ii) con pagos de capital programados dentro del período comprendido entre el 1° de enero de 2022 y el 30 junio de 2022 (el "Período Relevante"); deberán presentar al BCRA 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 superará el 40% del monto de capital que vencía en el Período Relevante; y
- b. el 60% restante del capital adeudado durante el Período Relevante deberá ser refinanciado por los acreedores originales mediante la extensión de los pagos de capital que den al nuevo endeudamiento una vida promedio no inferior a 2 años.

Adicionalmente el esquema de refinanciación se considerará cumplimentado cuando el deudor acceda al mercado de cambios para cancelar capital por un monto superior al 40 % del capital original, en la medida dicho deudor cuente con una "Certificación

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

de aumento de exportaciones de bienes en el año 2021" emitida en el marco del TO Comunicación y/o registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 9 octubre de 2020, en concepto de: (i) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; y (ii) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el TO Comunicación 7422.

(iv) Comunicación "A" 7327

Con fecha 10 de junio de 2021, por medio de la Comunicación "A" 7327, el BCRA amplió aún más las limitaciones para acceder al mercado de cambios en virtud de la realización de ciertas operaciones con títulos valores.

Hasta este momento, para acceder al mercado de cambios, la entidad solicitante debía: (i) declarar que no había realizado determinados tipos de operaciones con títulos valores durante los 90 días anteriores, y (ii) comprometerse a no perfeccionar dichas operaciones durante los 90 días siguientes.

Las operaciones ya comprendidas dentro de la declaración con anterioridad a la emisión de la Comunicación "A" 7327 (ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera y transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior), se incorporaron las operaciones de canje de títulos valores por otros activos externos.

A través del TO Comunicación 7422, se estableció que dicha declaración jurada debe dejar constancia también sobre la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes a partir del 29 de octubre de 2021.

(v) Comunicación "A" 7340

Con fecha 12 de agosto de 2021, por medio de la Comunicación "A" 7340, el BCRA establece que las operaciones de compraventa de títulos valores que se realicen con liquidación en moneda extranjera deberán abonarse por alguno de los siguientes mecanismos:

- a. mediante transferencia de fondos desde y hacia cuentas a la vista a nombre del cliente en entidades financieras locales;
o
- b. contra cable sobre cuentas bancarias a nombre del cliente en una entidad del exterior que no esté constituida en países o territorios donde no se aplican o no se aplican suficientemente las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional.

Consecuentemente, la liquidación de estas operaciones mediante el pago en billetes en moneda extranjera o mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros, ya no estaría permitida en ningún caso.

(vi) Comunicación "A" 7385

Con fecha 28 de octubre de 2021, por medio de la Comunicación "A" 7385 (conforme fuera enmendada con posterioridad, por el TO Comunicación 7422 y la Comunicación "A" 7433 de fecha 6 de enero de 2022), el BCRA realizó nuevas modificaciones (con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2021) en las "Disposiciones complementarias" relacionadas a los pagos de importaciones de bienes previstas en las normas de "Exterior y cambios".

Entre los ajustes se destaca el establecimiento de una excepción para el acceso al mercado de cambios para la realización de pagos a la vista o de deudas comerciales sin registro de ingreso aduanero sin necesidad de obtener la conformidad previa del BCRA, siempre y en tanto se verifiquen las siguientes condiciones:

- a. la operación corresponda a pagos de importaciones de insumos que serán utilizados para la elaboración de bienes en el país;
- b. los pagos cursados bajo esta alternativa no superen, en el mes calendario en curso y en el conjunto de las entidades, el monto que resulta de considerar el promedio de las importaciones de insumos totales de bienes computables bajo el punto 10.11.1 (fórmula de pagos de importaciones versus valor de bienes importados) en los últimos doce meses calendarios cerrados, neto del monto pendiente de regularización por pagos con registro de ingreso aduanero pendiente en situación de demora que registre el importador (estableciéndose expresamente que dicho límite no resultará de aplicación cuando el cliente sea un fideicomiso constituido por un gobierno provincial con el objeto de facilitar la adquisición de insumos por parte de productores de bienes); y

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- c. la entidad cuente con una declaración jurada del cliente en la cual deje constancia del cumplimiento de las condiciones indicadas y del carácter de insumos de las importaciones computadas, y la entidad constata adicionalmente que lo declarado respecto al monto computable resulte compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online que se implemente a tal efecto.

Asimismo, y complementariamente, con fecha 5 de enero de 2022, por medio de la Resolución General de la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") No. 5135/2022, AFIP implementó el Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios ("SIMPES") aplicable al pago de ciertos servicios prestados por no residentes. Este sistema es de aplicación para las personas humanas, sucesiones indivisas y personas jurídicas que deban realizar pagos al exterior por cuenta propia o de terceros, o actúen como ordenantes del pago, para cancelar obligaciones propias o de terceros.

En este sentido, el BCRA establece que los sujetos alcanzados deben acompañar la información expresamente solicitada en el SIMPES, y prestar el consentimiento para que ella sea remitida al BCRA para su evaluación.

Las entidades financieras deberán verificar que el cliente cuente con la declaración efectuada a través del SIMPES en estado "aprobada" a efectos de permitirles acceder al mercado de cambios para realizar el respectivo pago. Este requisito no será aplicable (i) para ciertos servicios como es el caso de fletes, transporte de pasajeros, viajes y otros pagos con tarjeta, servicios de salud por empresas de asistencia al viajero y servicios del gobierno; (ii) cuando se trate de pagos realizados por (a) el sector público; (b) todas las organizaciones en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias; (iii) fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional; (iv) entidades financieras por importaciones propias de servicios; o (v) entidades para la cancelación de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas hasta el 6 de enero de 2022 inclusive.

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía ha tomado todas las acciones necesarias para estar en cumplimiento con lo establecido por las comunicaciones antedichas y continúa monitoreando nuevos cambios al marco normativo y el impacto que tienen en la cancelación de deudas en monedas distintas al ARS.

Nota 19. Inventarios

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Materiales y repuestos	8,739	7,743
Inventario de petróleo crudo (Nota 6.2)	5,222	6,127
Total	13,961	13,870

Nota 20. Caja, bancos e inversiones corrientes

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Fondos comunes de inversión	126,204	30,886
Fondos monetarios de mercado	106,915	167,553
Bancos	78,098	2,875
Bonos del gobierno	3,796	1,633
Total	315,013	202,947

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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Caja, bancos e inversiones corrientes	315,013	202,947
Menos		
Bonos del gobierno	(3,796)	(1,633)
Efectivo y equivalentes de efectivo	311,217	201,314

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 del 2021 y 2020:

	Series A Público Inversionista	Series A Colocación Privada	Series B	Series C	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2019	569,160	90,239	-	-	659,399
Número de acciones	77,315,572	9,817,932	-	2	87,133,506
Acciones Serie A a concederse en LTIP	-	1	-	-	1
Número de acciones	-	717,782	-	-	717,782
Saldo al 31 de diciembre de 2020	569,160	90,240	-	-	659,400
Número de acciones	77,315,572	10,535,714	-	2	87,851,288
Acciones Serie A a concederse en LTIP	-	1	-	-	1
Número de acciones	-	778,591	-	-	778,591
Reducción de Capital según Asamblea General Ordinaria de fecha 14 de diciembre de 2021	(72,695)	-	-	-	(72,695)
Número de acciones	-	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2021	496,465	90,241	-	-	586,706
Número de acciones	77,315,572	11,314,305	-	2	88,629,879

1) Series A Público Inversionista

El 15 de agosto de 2017, la Compañía concluyó su OPI en la BMV; y como resultado de la misma se emitieron 65,000,000 de acciones comunes Serie A por un monto de 650,017 menos los costos de emisión de 9,988. Estas acciones comunes de la Serie A se pudieron canjear durante los primeros 24 meses de la OPI o en la elección de los accionistas una vez que se aprobó la Combinación Inicial de Negocios.

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, dichos fondos corresponden a los montos acumulados en la Cuenta de Fideicomiso.

Alrededor del 31.29% de los tenedores de las acciones rescatables Serie A ejercieron sus derechos de reembolso antes mencionados; como resultado, se redimieron 20,340,685 acciones por un monto de 204,590. Los recursos provinieron del efectivo depositado en la Cuenta de Fideicomiso. Los tenedores de las acciones rescatables Serie A restantes decidieron no ejercer su derecho de renovación (ver Nota 34) y, como resultado, se capitalizó una cantidad de 442,491 netos de gastos de oferta pagados por una cantidad de 6,700 que fueron capitalizados a esa fecha. Adicionalmente, en la misma fecha, la Compañía pago gastos de ofertas diferidos relacionados al OPI por 19,500. La capitalización de 442,491 no generó flujo de efectivo, mientras que el pago de los gastos de la oferta se realizó utilizando los ingresos mantenidos en la Cuenta de Fideicomiso.

Con fecha 13 de febrero de 2019 la Compañía completó la venta de 5,500,000 acciones serie A y 5,000,000 de títulos opcionales para la compra de acciones series A por un monto acordado de 55,000 con Kensington Investments B.V., de acuerdo con un contrato de compra a plazo y el compromiso de suscripción.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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, que consistió en:

- (i) una oferta internacional en los Estados Unidos y otros países fuera de México de 10,091,257 de American Depositary Shares “ADS”, cada uno representando una Acción Serie A a un precio de 9.25 US/ADS. Los ADS cotizan en NYSE bajo el símbolo “VIST”; y
- (ii) una oferta simultánea en México de 815,000 Acciones Serie A a un precio en pesos mexicano equivalente a US 9.25 por Acción Serie A.

Por la oferta global la Compañía obtuvo recursos netos de gastos de emisión por 91,143.

2) Series A Colocación privada

El 18 de diciembre de 2017, la junta de accionistas aprobó un aumento en el capital social variable por un monto de 1,000 a través de la suscripción de 100,000,000 de acciones Serie A como resultado de una posible combinación inicial de negocios. El 4 de abril de 2018 un monto de 9,500,000 acciones Serie A se pagaron en su totalidad y se suscribieron por un monto de 95,000 a través de un proceso de suscripción de acciones aprobado por los accionistas. Además, se comprometieron 500,000 acciones comunes de la Serie A por un monto de 5,000 como parte del mismo proceso de suscripción. Los costos asociados con el proceso de suscripción de las acciones ascendieron a 4,073.

Como se revela en la Nota 34, el 22 de marzo de 2018, los accionistas de la Compañía aprobaron que 8,750,000 se mantengan en tesorería para implementar el LTIP, a discreción del Administrador del Plan, basado en la opinión de expertos independientes.

Las restantes acciones comunes de la Serie A emitidas el 18 de diciembre de 2017, que no se utilizaron para completar el proceso de suscripción de acciones descripto anteriormente o para el LTIP, se cancelaron el 4 de abril de 2018 conforme a los términos aprobados por los accionistas el 18 de diciembre de 2017. Como parte del LTIP, la Compañía celebrará un acuerdo de fideicomiso (el "Fideicomiso Administrativo") para depositar las acciones de la Serie A que se utilizarán en virtud del mismo.

Durante el ejercicio de 2021 y 2020, la Compañía emitió 778,591 y 717,782 acciones serie A que se encontraban en su tesorería para concederse en el LTIP.

El 14 de diciembre de 2021, la Asamblea General 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 individuales 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.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el capital social variable de la Compañía está compuesto por 88,629,877 y 87,851,286 acciones Serie A sin valor nominal, respectivamente, cada una de las cuales otorga derecho a un voto, las cuales están totalmente suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el capital común autorizado de la Compañía incluye 40,162,362 y 40,940,953 acciones comunes Serie A que se encuentran reservadas en tesorería, y pueden ser usadas con títulos opcionales, los contratos de compra a plazo y LTIP.

3) Series B

Antes de la oferta global inicial de la Compañía, mediante resoluciones unánimes de los accionistas con fecha del 30 de mayo de 2017, se resolvió, entre otros asuntos, aumentar la parte variable del capital social de la Compañía por un monto de 25,000 a través de la emisión de acciones ordinarias, nominativas, sin expresión de su valor nominal.

Con fecha 4 de abril de 2018, dichas acciones fueron convertidas a acciones Serie A.

4) 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

21.2 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 2021 y 2020 fue el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Total préstamos y pasivo por arrendamiento	638,047	563,467
Menos: caja, bancos e inversiones corrientes	(315,013)	(202,947)
Deuda neta	323,034	360,520
Total capital contable	565,259	508,518
Índice de apalancamiento	57.00%	71.00%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Nota 22. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>No corriente</u>		
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	28,920	23,349
Remediación ambiental	737	560
Total no corriente	29,657	23,909
	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>Corriente</u>		
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	1,876	584
Remediación ambiental	862	1,141
Contingencias	142	359
Total corriente	2,880	2,084

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 2021, la Compañía constituyó un fideicomiso de taponamiento y abandono de pozos en México, sin embargo, en Argentina no 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2021 oscila entre 10.8% y 14.9% mientras que para el cálculo el 31 de diciembre de 2020 oscila entre 9.32% y 12.42%.

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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Saldos al inicio del año	23,933	21,748
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 11.3)	2,546	2,584
Incremento / (Disminución) por cambio en estimaciones capitalizadas (ver Nota 13)	2,112	(366)
Baja por transferencia de participación en CASO (Ver Nota 1.3)	(630)	-
Alta por adquisición de activos AFBN (Ver Nota 1.5)	2,773	-
Diferencias de cambio	62	(33)
Saldos al cierre del año	30,796	23,933

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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Saldos al inicio del año	1,701	2,499
Aumentos (Nota 10.2)	1,029	463
Diferencias de cambio	(1,131)	(1,261)
Saldos al cierre del año	1,599	1,701

22.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) forma parte de litigios comerciales, fiscales y laborales y reclamaciones que surgen en el curso ordinario de su negocio. Al 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 puede cambiar en el futuro debido a nuevos desarrollos o hechos desconocidos en el momento de la evaluación de la disposición. Como consecuencia, la resolución adversa de los procedimientos y reclamaciones evaluados podría exceder la disposición establecida.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los reclamos totales y las acciones legales de la Compañía ascienden a un monto de 217 y 428, de los cuales ha estimado una pérdida probable de 142 y 359 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente.

Además, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Compañía está involucrada en ciertos reclamos relacionados con acciones laborales, civiles y comerciales por 75 y 69, respectivamente, para las cuales no se ha reconocido una provisión, ya que no se estima probable que se requiera una salida de recursos que requieran beneficios económicos para liquidar la obligación (ver Nota 29 para obtener detalles adicionales sobre las principales contingencias al 31 de diciembre de 2021 y 2020).

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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Saldos al inicio del año	359	322
Aumentos (Nota 10.2)	652	267
Diferencias de cambio	(345)	(230)
Importes incurridos por pagos	(524)	-
Saldos al cierre del año	142	359

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 US 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 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	
Costo de servicios vigentes	(28)	(60)	
Costo de intereses	(219)	(190)	
Total	(247)	(250)	
Al 31 de diciembre de 2020			
	Valor actual de la obligación	Valor razonable de los activos del plan	Pasivo neto
Saldos al inicio del año	(12,351)	7,882	(4,469)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(60)	-	(60)
Costo de intereses	(587)	397	(190)
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
Ganancias / (Pérdidas) por remediación actuarial	735	(275)	460
Pagos de beneficios	798	(798)	-
Pago de contribuciones	-	798	798
Saldos al cierre del año	(11,465)	8,004	(3,461)
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)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(28)	-	(28)
Costo de intereses	(610)	391	(219)
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
(Pérdidas) por remediación 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 diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,594	-
Bonos del gobierno americano	-	8,004
Total	7,594	8,004

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 diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Menos de 1 año	1,204	901
De 1 a 2 años	1,232	889
De 2 a 3 años	1,213	899
De 3 a 4 años	1,213	884
De 4 a 5 años	1,198	885
De 6 a 10 años	5,752	4,239

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
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.

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.

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. Los métodos y tipos de supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no cambiaron en comparación con el año anterior.

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.

No hubo cambios en los métodos y supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad de años anteriores.

Nota 24. Salarios y contribuciones sociales

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>Corriente</u>		
Provisión por gratificaciones y bonos	12,102	7,029
Salarios y contribuciones sociales	5,389	4,479
Total corriente	17,491	11,508

Nota 25. Otros impuestos y regalías

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>Corriente</u>		
Regalías	9,547	4,152
Retenciones de impuestos	873	843
IVA	33	46
Otros	919	76
Total corriente	11,372	5,117

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 26. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>No Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Saldos con socios de operaciones conjuntas ⁽¹⁾	50,159	-
Total cuentas por pagar no corriente	50,159	-
Total no corriente	50,159	-
	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
<u>Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	119,255	117,409
Total cuentas por pagar corriente	119,255	117,409
Otras cuentas por pagar:		
Saldos con socios de operaciones conjuntas ⁽¹⁾	19,007	664
Canon extraordinario Plan Gas IV (Nota 2.5.3.2)	220	-
Canon extraordinario por el programa IR (Nota 2.5.3.1)	-	546
Total otras cuentas por pagar corriente	19,227	1,210
Total corriente	138,482	118,619

⁽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* mencionado en la Nota 1.5, reconocido a su valor presente.

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 2021 y 2020, 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 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Beneficios de corto plazo	11,626	7,273
Transacciones de pagos basados en acciones	8,875	8,699
Compensación total pagada al personal clave	20,501	15,972

Nota 28. Aleph Midstream S.A.

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía era accionista de Aleph por la totalidad de su capital social. Con fecha 27 de junio de 2019 VISTA firmó un acuerdo de inversión con una afiliada de Riverstone (parte relacionada) y una afiliada de Southern Cross Group (conjuntamente “los Socios”), para invertir en Aleph, una empresa de midstream en Argentina.

En el marco de dicho acuerdo, se acordó la escisión de un grupo de activos que se transferirán a Aleph a cambio de capital, a través de un acuerdo de escisión-fusión conforme se define a continuación:

Con fechas 17 y 18 de julio de 2019 los Consejos de Administración de Vista Argentina y Aleph, respectivamente, resolvieron iniciar las gestiones conducentes a la ejecución de una escisión-fusión de conformidad con las siguientes pautas: (i) escisión por

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

parte de Vista Argentina de una porción de su patrimonio ("patrimonio escindido") para el desarrollo por parte de Aleph de un proyecto de infraestructura para el procesamiento y transporte de hidrocarburos, como petróleo crudo y gas, en la Cuenca Neuquina en la República Argentina que incluye, entre otros activos y pasivos, (1) la planta de tratamiento de crudo ubicada en el área Entre Lomas, la planta de tratamiento de gas ubicada en el área Entre Lomas, la planta de tratamiento de crudo ubicada en el área 25 de Mayo-Medanito SE, las instalaciones para el tratamiento del agua de producción asociadas a las plantas de tratamiento de crudo en las áreas Entre Lomas y 25 de Mayo-Medanito SE; (2) los ductos que conectan las mencionadas plantas con el sistema troncal de transporte de crudo operado por Oldelval S.A. y de gas operado por Transportadora del Gas del Sur S.A., (ii) absorción por parte de Aleph del Patrimonio Escindido; y (iii) asunción y continuación por parte de Aleph de las actividades y obligaciones de la Compañía con relación al Patrimonio Escindido.

A partir de la fecha de la escisión, Aleph está en condiciones de asumir la explotación de los activos escindidos por Vista Argentina.

El 26 de febrero de 2020, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó ciertos cambios en la participación de la Compañía en la estructura de capital de Aleph. La Compañía llega a un acuerdo con los Socios para readquirir la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Socios en Aleph, a un precio total de compra de 37,500 (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph por los Socios). La Compañía realizó dicho pago el 31 de marzo de 2020, y en consecuencia a partir de dicha fecha, Aleph se convirtió en una subsidiaria de propiedad absoluta de la Compañía.

Con fecha 28 de mayo de 2021, el Directorio de VISTA decidió finalmente dejar sin efecto el acuerdo de escisión-fusión con Aleph debido al cambio en las variables que habían sido tenidas en cuenta al momento de acordar la escisión-fusión.

Nota 29. Compromisos y contingencias

Para una descripción de los compromisos y contingencias de la Compañía con respecto a sus propiedades petróleo y gas (ver Notas 30.3 y 30.4).

29.1 Asociación de Superficies de la Patagonia ("ASSUPA")

El 1º 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 de 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 30. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

30.1 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.

30.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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		Operador	Hasta el año
		2021	2020		
<u>Argentina</u>					
25 de Mayo - Medanito S.E.	Río Negro	100%	100%	Vista Argentina	2026
Jagüel de los Machos	Río Negro	100%	100%	Vista Argentina	2025
Bajada del Palo Este	Neuquén	100%	100%	Vista Argentina	2053
Bajada del Palo Oeste	Neuquén	100%	100%	Vista Argentina	2053
Entre Lomas	Río Negro	100%	100%	Vista Argentina	2026
Entre Lomas	Neuquén	100%	100%	Vista Argentina	2026
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 Sur Oeste	Neuquén	-%	10%	Shell Argentina S.A.	2053
Coirón Amargo Norte	Neuquén	84.62%	84.62%	Vista Argentina	2036
Acambuco - “San Pedrito”	Salta	1.5%	1.5%	Pan American Energy	2036
Acambuco - “Macueta”	Salta	1.5%	1.5%	Pan American Energy	2040
Sur Río Deseado Este	Santa Cruz	-%	16.9%	Alianza Petrolera Argentina S.A.	2021
Águila Mora	Neuquén	90%	90%	Vista Argentina	2054
Aguada Federal	Neuquén	50%	-%	Wintershall	2050
Bandurria Norte	Neuquén	50%	-%	Wintershall	2050
<u>México</u>					
Área CS-01	Tabasco	100%	50%	Vista Holding II	2047
Área A-10	Tabasco	-%	50%	Jaguar	2047
Área TM-01	Veracruz	-%	50%	Jaguar	2047

A continuación, se presenta información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas donde participa la Compañía, cuyos activos, pasivos, ingresos y gastos no se consolidan al 100% en los estados financieros consolidados de la Compañía. La información financiera resumida a continuación representa los montos preparados de acuerdo con las NIIF en sus respectivas participaciones ajustadas por la Compañía para propósitos contables.

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Activos		
Activos no corrientes	88,927	11,465
Activos corrientes	6,432	3,967
Pasivos		
Pasivos no corrientes	57,088	1,353
Pasivos corrientes	23,913	3,509

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ingreso por ventas a clientes	3,200	2,490
Costos de operación	(4,513)	(4,914)
Gastos de venta	(256)	(4)
Gastos generales y administración	(953)	(1,760)
Gastos de exploración	(446)	(646)
Otros gastos e ingresos operativos	(8,076)	(1,385)
Resultados financieros, netos	(457)	56
Resultado total del año	(11,501)	(6,163)

30.3 Concesiones y cambios en participaciones de explotación de propiedades de petróleo y gas

30.3.1 Área Entre Lomas

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 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 de desarrollo y exploración de reservas y recursos, y remediación ambiental.

Asimismo, el gobierno provincial de Neuquén acordó extender por el término de 10 (diez) 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.

30.3.2 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.

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 (ver Nota 30.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión).

Como se menciona en la Nota 1.2, con fecha 28 de junio de 2021, Vista Argentina suscribió un acuerdo de *farmout* con Trafigura para el desarrollo de, inicialmente, 5 (cinco) pads de 4 (cuatro) pozos cada uno en Bajada del Palo Oeste.

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.

Vista Argentina mantiene la operación del área Bajada del Palo Oeste y el 100% de titularidad en la CENCH.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

30.3.3 Área Agua Amarga

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.

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 1º 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.

30.3.4 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 tres lotes independientes: Coirón Amargo Norte (“CAN”), CASO y Coirón Amargo Sur Este (“CASE”).

Coirón Amargo Norte

CAN quedó integrada por APCO Oil & Gas S.A.U. (“APCO SAU” actualmente Vista Argentina) con 55% de participación, Madalena Energy Argentina S.R.L. (“Madalena”) con 35% de participación y Gas y Petróleo de Neuquén S.A. (“G&P”) con el 10% restante. 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 (actualmente Vista Argentina) con el 45% de participación, O&G Development Ltd. S.A. ("O&G", actualmente Shell Argentina S.A. o "Shell") con el 45% y G&P con el 10% restante.

El 22 de agosto de 2018, Vista Argentina cedió a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc. ("Shell"), una participación no operativa del 35% sobre CASO, a través del acuerdo de intercambio descrito en Nota 30.3.5.

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.

Con se menciona en la Nota 1.3. 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. Por lo tanto, a la fecha de emisión de estos estados financieros Vista Argentina no posee participación alguna en el área CASO.

30.3.5 Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, APCO SAU (actualmente Vista Argentina) 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 de 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 otorgado por el Gobernador de 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.

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% (ver Nota 30.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión).

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

30.3.6. Jagüel de los Machos

Jagüel de los Machos es una concesión de explotación 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 Río 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 Río Negro emitió el Decreto No. 806/19, mediante el cual aprueba esta cesión.

30.3.7. 25 de Mayo – Medanito S.E.

25 de Mayo – Medanito S.E. es una concesión de explotación ubicada en la provincia de Río Negro.

El Decreto No. 2,164/91 reconvirtió el contrato sobre el área 25 de Mayo-Medanito SE 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 Río 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 SE” y con fecha 11 de julio de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 806/19 mediante el cual aprueba esta cesión.

30.3.8. 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 Argentina S.A., y Northwest Argentina Corporation con una participación del 22.5%, 22.5% y 1.5%, respectivamente.

La concesión de explotación Acambuco incluye dos lotes de explotación:

- (i) San Pedrito, cuya comercialidad fue declarada el 14 de febrero de 2001 y su vencimiento opera en 2036.
- (ii) Macueta, cuya comercialidad fue declarada el 16 de febrero de 2005 y su vencimiento opera en 2040.

30.3.9. 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 Río 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).

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

30.3.10 Aguada Federal

Como se menciona en la Nota 1.5, con fecha 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 ConocoPhillips Argentina Ventures SRL (denominada a la fecha “AFBN S.R.L”).

AFBN es titular del 50% de la participación no operada en la concesión no operada de Aguada Federal, otorgada por la Provincia de Neuquén; la cual expira en 2050. A la fecha de la adquisición esta área no tenía compromisos de inversión pendientes y era operada por Wintershall, propietaria del 50% restante.

Adicionalmente, el 17 de enero de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, adquirió el restante 50% de participación operada en la concesión Aguada Federal a Wintershall (ver Nota 36).

Aguada Federal está ubicada en la ventana de petróleo negro de Vaca Muerta. Al momento se han perforado 6 pozos horizontales, habiendo comprobado toda producción de hidrocarburos.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, no había reservas probadas certificadas en el área. La Compañía estima que podrían existir hasta 150 locaciones de pozos nuevos (al 100%) a ser perforados en esta área.

30.3.11 Bandurria Norte

Como se menciona en la Nota 1.5, con fecha 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 ConocoPhillips Argentina Ventures SRL (denominada a la fecha, “AFBN S.R.L”).

AFBN es titular del 50% de la participación no operada en la concesión no operada de Bandurria Norte, otorgada por la Provincia de Neuquén; la cual expira en 2050. A la fecha de la adquisición esta área no tenía compromisos de inversión pendientes y era operada por Wintershall, propietaria del 50% restante.

Adicionalmente, el 17 de enero de 2022, la Compañía, a través de su subsidiaria Vista Argentina, adquirió el restante 50% de participación operada en la concesión Bandurria Norte a Wintershall (ver Nota 36).

Bandurria Norte está ubicada en la ventana de petróleo volátil de Vaca Muerta. Al momento se han perforado 6 pozos horizontales, habiendo comprobado toda producción de hidrocarburos.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, no había reservas probadas certificadas en el área. La Compañía estima que podrían existir hasta 150 locaciones de pozos nuevos (al 100%) a ser perforados en esta área.

30.3.12. 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 y 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

Como se menciona en la Nota 1.4, 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.

30.4 Compromisos de inversión

Al 31 de diciembre 2021, la Compañía posee los siguientes compromisos pendientes de ejecutar:

A- Argentina

- (i) en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos (Provincia de Río Negro), perforar y completar 1 (un) pozo de avanzada y 1 (un) pozo exploratorio por un costo estimado de 3,240;
- (ii) en el área Entre Lomas (Provincia de Río Negro) perforar y completar 4 (cuatro) pozos de desarrollo y 1 (un) pozo de avanzada por un costo estimado de 11,220;
- (iii) en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos (Provincia de Río Negro) perforar y completar 13 (trece) workovers y abandonar 21 (veintiún) pozos por un costo estimado de 8,613;
- (iv) en el área Entre Lomas (Provincia de Río Negro) completar 11 (once) workovers y abandonar 3 (tres) pozos por un costo estimado de 5,773;
- (v) en el área Bajada del Palo Este perforar 5 (cinco) pozos horizontales con sus instalaciones asociadas por un costo estimado de 51,900; y
- (vi) en el área Águila Mora perforar 2 (dos) pozos horizontales nuevos con sus instalaciones asociadas y la reactivación de un pozo existente (AM.x-3) por un costo estimado de 32,750.

B- México

- (i) perforar y completar 6 (seis) pozos en el área CS-01, por un costo estimado de 14,700.

30.5 Costos de exploración de pozos

No hay saldos ni actividad por costos de pozos exploratorios para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Nota 31. Concesiones de Transporte

31.1 Consideraciones generales

El Art. 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

31.2 Concesión de Transporte Federal

Con fecha 22 de noviembre de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía 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 Oleoductos del Valle Sociedad Anónima. En el mismo acto, Vista Argentina cedió la concesión mencionada a Aleph, como parte del acuerdo mencionado en Nota 28.

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 Río Negro.

31.3 Concesión de Transporte Entre Lomas Crudo

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río 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 Oleoductos del Valle S.A. 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.

31.4 Concesión de Transporte 25 de Mayo – Medanito SE

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 SE (Río Negro) (“PTC MED”), hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en “Medanito” operado por Oleoductos del Valle S.A. 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 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 SE, sino también del área Jagüel de los Machos.

31.5 Concesión de Transporte Entre Lomas Gas

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río 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 del Gas 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 32. Combinación de Negocios

Como resultado de la exclusión del socio Madalena, de acuerdo a lo mencionado en la Nota 30.3.4, Vista Argentina, adquirió un 29.62% adicional al 55% que poseía, hasta obtener el 84.62% de las concesiones de explotación de CAN, sin contraprestación de por medio, la cual originó la recepción de activos netos por un valor de 1,383 y por consiguiente un resultado por el mismo monto, el cual fue registrado dentro de “Otros ingresos operativos”, dentro de la línea “Ganancia por combinación de negocios” (ver Nota 10.1).

De acuerdo con las NIIF, esta operación ha sido contabilizada como una combinación de negocios utilizando el método de contabilidad de adquisiciones y se incluye en los estados financieros consolidados desde la fecha en que la Compañía obtuvo el control de la participación adicional.

Nota 33. 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:

33.1 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%.

La reforma introducida por la Ley No. 27,541 suspende ese cambio de tasas y mantiene las originales 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 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 reforma mencionada, 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 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%.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

33.2 Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria (“Impuesto PAIS”)

Se establece por el término de 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.

33.3 Derechos de exportación

Con fecha 19 de mayo de 2020, el Decreto No. 488/2020 estableció que los derechos de exportación serán: i) 0% si el precio internacional del Ice Brent primera línea es 45 US o inferior, o ii) 8% si el precio internacional del Ice Brent primera línea es 60 US o superior. En el caso que el precio internacional superase los 45 US y sea inferior a 60 US, se aplicaría una fórmula contenida en el decreto.

33.4 Sistema energético

La Ley faculta al PEN a:

- i) Mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, a partir de la vigencia de la presente Ley y por un plazo máximo de hasta 180 (ciento ochenta) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se invita a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.
- ii) Intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) por el término de 1 (un) año.

En uso de las facultades delegadas, el gobierno anunció la suspensión de cualquier actualización de las tarifas de electricidad y gas por los 180 días previstos en la Ley.

B- México

33.5 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

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2021 y 2020, y concluyó que no existen impactos significativos.

Nota 34. 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 clave y le otorgaron a la Junta Directiva la autoridad para administrar dicho plan. En la misma Junta, los Accionistas resolvieron reservar 8,750,000 acciones Serie A para ser utilizadas en el plan.

De acuerdo con el LTIP aprobado por la Junta, dicho plan está vigente desde el 4 de abril de 2018 y como parte del mismo, la Compañía gestiona el plan a través de un Fideicomiso Administrativo.

El plan tiene los siguientes beneficios pagados a ciertos ejecutivos y empleados que se consideran pagos basados en acciones:

34.1 Opción de compra de acciones (Pagos basados en 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 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.

34.1.1 Movimientos del ejercicio

La siguiente tabla muestra el número de opciones de compra y el precio promedio ponderado de ejercicio (WAEP, por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante el ejercicio:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020	
	Número de opciones de compra	WAEP	Número de opciones de compra	WAEP
Al inicio del año	5,668,825	6.0	3,994,004	7.8
Otorgadas durante el año	3,455,284	2.9	1,711,307	2.1
Anuladas durante el año	-	-	(36,486)	10.0
Al final del año	9,124,109	4.9	5,668,825	6.0

La siguiente tabla enumera las entradas a los modelos utilizados para el plan por el ejercicio:

	2021	2020
Rentabilidad por dividendo (%)	0.0%	0.0%
Volatilidad esperada (%)	34%	34%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	1.4%	0.7%
Vida remanente de las opciones sobre acciones (años)	10	10
Precio Promedio Ponderado de las acciones (US)	2.9	2.1
Modelo utilizado	Black-Scholes	Black-Scholes

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020 fue de 1.2 y 0.9, respectivamente.

De acuerdo con la NIIF 2, los planes de compra de acciones se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de concesión. 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.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020, el gasto de compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 4,377 y 4,251, respectivamente.

34.2 Acciones restringidas (Pagos basados en acciones)

Una o más acciones que 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.

34.2.1 Movimientos del ejercicio

La siguiente tabla muestra el número de acciones Serie A y WAEP del ejercicio y sus movimientos durante el ejercicio:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	3,769,299	5.4	2,207,012	7.8
Otorgadas durante el año	1,993,039	2.9	1,581,037	2.1
Anuladas durante el año	-	-	(18,750)	6.7
Al final del año	5,762,338	4.5	3,769,299	5.4

De acuerdo con la NIIF 2, los planes de compra de acciones se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de concesión. 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.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2020, el gasto por compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 6,215 y 6,243, respectivamente. Las acciones restringidas Serie A emitidas en el ejercicio se revelan en la Nota 21.

Todas las acciones se consideran en circulación tanto para fines de ganancia / (pérdida) básica como diluida, ya que las acciones tienen derecho a dividendos siempre y cuando sean declaradas por la Compañía.

Nota 35. 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados y los gastos que se incurrieron durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020. 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 costos de perforación y equipo para pozos de desarrollo, la construcción de instalaciones para extracción, tratamiento 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 2021	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	-	-
No probadas	(69,693)	-
Total adquisición de propiedades	(69,693)	-
Exploración	-	(561)
Desarrollo	(280,686)	(13,475)
Total costos incurridos	(350,379)	(14,036)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	-	-
No probadas	-	-
Total adquisición de propiedades	-	-
Exploración	-	(646)
Desarrollo	(186,030)	(2,031)
Total costos incurridos	(186,030)	(2,677)

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 2021 y 2020, para propiedades de petróleo y gas probadas y no probadas, y la depreciación acumulada:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	37,525	470
Propiedad minera y pozos	1,644,784	4,622
Obras en curso	84,886	6,359
Costos brutos capitalizados	1,767,195	11,451
Depreciación acumulada	(549,887)	(279)
Total costos capitalizados netos	1,217,308	11,172

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	34,407	485
Propiedad minera y pozos	1,258,223	-
Obras en curso	76,924	2,632
Propiedades no probadas	-	15,359
Costos brutos capitalizados	1,369,554	18,476
Depreciación acumulada	(364,964)	(94)
Total costos capitalizados netos	1,004,590	18,382

⁽¹⁾ Incluye montos relacionados con la obligación por taponamiento y abandono de pozos, así como el deterioro/reversión 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 2021 y 2020. El impuesto sobre la renta para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ingresos por contrato con clientes	652,187	273,938
Total ingresos	652,187	273,938
Costos de producción excluyendo la depreciación		
Costos operativos y otros	(107,123)	(88,018)
Regalías	(86,241)	(38,908)
Total costos de producción	(193,364)	(126,926)
Gastos de exploración	(561)	(646)
Descuento del pasivo por taponamiento y abandono de pozos	(2,546)	(2,584)
(Reversión) Deterioro de activos de larga duración	14,044	(14,438)
Depreciación, agotamiento y amortización	(191,313)	(147,674)
Resultado de operación antes de impuesto	278,447	(18,330)
Impuesto sobre la renta	(83,534)	5,499
Resultado de las operaciones de petróleo y gas	194,913	(12,831)

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Reservas estimadas de petróleo y gas

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2021 y 2020 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.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 meses anterior a la fecha de finalización del 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 y no subsidiado.

Las auditorías independientes llevadas a cabo por DeGolyer and MacNaughton, y Netherland Sewell & Associates cubrieron el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía en Argentina y México respectivamente. DeGolyer and MacNaughton, y Netherland Sewell & Associates 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 de DeGolyer and MacNaughton, y Netherland Sewell & Associates. 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 (10⁹) 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 2021 y 2020 al porcentaje de interés de VISTA en sus respectivas concesiones:

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2021

Argentina	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bfc)	(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)	(Bfc)	(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

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2020

Argentina	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(Bfc)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	37.6	86.1	15.3
Probadas no desarrolladas	61.8	73.9	13.1
Total reservas probadas	99.4	160.0	28.4

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

México	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bfc)	(equivalentes a MMBbl)
Categorías de reservas			
Probadas desarrolladas	0.2	0.7	0.1
Probadas no desarrolladas	0.0	0.0	0.0
Total reservas probadas	0.2	0.7	0.1

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2020:

Argentina	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural ⁽⁶⁾	Gas natural
	(MMBbl)	(Bfc)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2019	70.8	172.0	30.6
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽²⁾	4.4	(25.1)	(4.6)
Extensión y descubrimientos ⁽³⁾	30.8	27.9	5.0
Compras de reservas probadas en el lugar ⁽⁴⁾	0.3	0.6	0.1
Producción del año ⁽⁵⁾	(6.9)	(15.4)	(2.7)
Reservas al 31 de diciembre de 2020	99.4	160.0	28.4

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

⁽²⁾ La conversión de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas están asociadas a la puesta en producción de dos pads (ocho pozos) que estaban clasificados como probados no desarrollados con el objetivo no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste.

Las revisiones por desempeño de las reservas probadas desarrolladas de petróleo y condensado están asociadas a un mejor desempeño por encima de la curva tipo de dos pads (ocho pozos) perforados en el año 2020 con el objetivo no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (+2.1 MMBbl), mejor desempeño de los reservorios convencionales de la concesión Bajada del Palo Oeste (+1.1 MMBbl), la extensión de la vida económica de los reservorios convencionales en la concesión Bajada del Palo Oeste debido al desarrollo del reservorio no convencional Vaca Muerta en la concesión (+0.9 MMBbl), y el efecto de un mejor desempeño en otras concesiones (+0.3 MMBbl).

Las revisiones de las reservas de gas natural probadas desarrolladas están asociadas con un menor desempeño de los pozos de gas en la concesión ELo Rio Negro (-15.5 Bcf) y un menor desempeño de los pozos de gas de los reservorios convencionales de la concesión Bajada del Palo Oeste (-6.0 Bcf), las cuales fueron parcialmente compensadas por una extensión de la vida económica de los reservorios convencionales de la concesión Bajada del Palo Oeste debido al desarrollo del reservorio no convencional Vaca Muerta (+4.1 Bcf). Las revisiones por desempeño de las reservas probadas no desarrolladas están asociadas con un mayor pozo tipo para el desarrollo no convencional de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste debido a un mejor desempeño observado en dos pads (ocho pozos) puestos en producción en 2020 (+2.0 Bcf), y el efecto de un mejor desempeño de los otras áreas (+1.6 Bcf).

Revisiones en el desempeño de las reservas probadas no desarrolladas en el reservorio no convencional de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste por un mejor desempeño en el pozo tipo respecto de lo observado en los pads perforados durante el 2020 por (+1.1 MMBbl). Otras revisiones de reservas probadas no desarrolladas se debieron a la remoción en el plan de desarrollo de tres locaciones de pozos con el objetivo convencional de la formación Lotena en la concesión Bajada del Palo Oeste (-8.3 Bcf), cuatro pozos en Charco del Palenque (-0.4 MMBbl y -0.5 Bcf), cuatro pozos en ELo Rio Negro (-0.3 MMBbl y -3.0 Bcf), un pozo en Jagüel de los Machos (-0.1 MMBbl y -0.1 Bcf), y tres pozos en 25 de Mayo-Medanito SE (-0.3 MMBbl and -0.1 Bcf).

⁽³⁾ Las extensiones son por incorporación de acreage probado desarrollado asociado a la perforación de un pad no probado (cuatro pozos) con el objetivo no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste.

Extensiones de acreage probado no desarrollado asociado a 7 pads adicionales (26 pozos) categorizados como probados no desarrollados por la preformación exitosa en el reservorio no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste.

⁽⁴⁾ Compras asociadas con la adquisición de interés adicional en la concesión Coirón Amargo Norte (de 55.0% a un 96.8%).

⁽⁵⁾ Considera la producción atribuible a Vista Argentina

⁽⁶⁾ El consumo de gas natural representó un 13.5% al 31 de diciembre de 2020.

México	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(Bfc)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2019	0.2	0.8	0.1
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽²⁾	-	0.1	-
Producción del año ⁽³⁾	-	(0.2)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2020	0.2	0.7	0.1

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

(1) Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

(2) Las revisiones por desempeño de las reservas probadas desarrolladas de petróleo y condensado están asociadas a un mejor desempeño de las áreas CS-01 y A-10. Las revisiones por desempeño de las reservas probadas desarrolladas de gas natural corresponden a un menor desempeño del área CS-01.

(3) Considera la producción atribuible a Vista Holding II.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2020 y el 31 de diciembre de 2021:

Argentina	Petróleo ⁽¹⁾ (MMBbl)	Gas natural ⁽⁶⁾ (Bfc)	Gas natural (equivalentes a MMBbl)
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.

(2) La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas totales de Petróleo (+3.8 MMBbl) se asocian principalmente a una extensión del límite económico de las diferentes concesiones (+3.3 MMBbl) debido a mejores precios de los hidrocarburos líquidos (de 41.97 US por barril a 54.99 US por barril de petróleo condensado y C5+ y de 19.16 US por barril a 26.87 US por barril de LPG) y a una mejor performance de los pozos no convencionales de Bajada del Palo Oeste (+2.6 MMBbl), compensado parcialmente por 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).

La variación por revisiones de estimaciones anteriores de reservas probadas totales de Gas Natural (-5.4 bcf) se asocian principalmente con 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, a una performance más baja en pozos convencionales de Borde Montuoso en Bajada del Palo Oeste (-4.0 Bcf), de los pozos de gas de Charco Bayo en la concesión ELO Río Negro (-2.3 Bcf), a la menor performance del pozo nuevo de gas seco perforado en el año 2021 en la concesión Bajada del Palo Oeste (-1.8 bcf), y un cambio en el plan de desarrollo en los reservorios de gas de los campos convencionales (-1.1 bcf), compensado parcialmente por una mejor performance de los pozos no convencionales de Bajada del Palo Oeste (+2.9 Bcf) y por una extensión del límite económico de las diferentes concesiones (+5.8 bcf) debido a mejores precios del gas de venta (de 2.81 US por pie cúbico a 3.92 US por pie cúbico).

(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 a 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 y 46.5 bcf) y a la extensión del acreage probado desarrollado asociado con la perforación de 2 (dos) pads no probados (8 (ocho) 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* con Trafigura (7.3 MMBbl y 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 a la venta de la participación (10%) en CASO (-1.4 MMBbl de Petróleo y -1.0 Bcf de Gas Natural) y el acuerdo de *farmout* mencionado en la Nota 1.2, relacionado al PAD 12 (4 pozos) en la formación no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (-0.9 MMBbl de Petróleo y -0.9 Bcf de Gas Natural) parcialmente compensada por la adquisición del 50% de la participación en la concesión Aguada Federal (+0.1 MMBbl de Petróleo).

(5) Considera la producción atribuible a Vista Argentina.

(6) El consumo de gas natural representó un 12.9% al 31 de diciembre de 2021.

México	Petróleo ⁽¹⁾ (MMBbl)	Gas natural (Bfc)	Gas natural (equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2020	0.2	0.7	0.1
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽²⁾	1.5	3.0	0.5
Extensión y descubrimientos ⁽³⁾	1.7	2.4	0.4
Producción del año ⁽⁴⁾	(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.

(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 en las reservas probadas totales por extensión y descubrimiento de Petróleo (+1.7 MMBbl) y Gas natural (+3.0 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 1.4)

(4) Considera la producción atribuible a Vista Holding II.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 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.

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 2021 ⁽¹⁾	Al 31 de diciembre de 2020 ⁽¹⁾
Flujos futuros de efectivo	8,506	4,533
Costos futuros de producción	(2,638)	(1,921)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(1,294)	(788)
Impuesto sobre la renta futuro	(1,432)	(418)
Flujos de efectivos descontados netos	3,142	1,406
10% de descuento anual	(1,630)	(668)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados (netos) ⁽²⁾	1,512	738

⁽¹⁾ Importes expresados en millones de dólares estadounidenses ("MM US").

⁽²⁾ 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 (24,4 MM US y 1,2 MM US al 31 de diciembre 2021 y 2020, respectivamente).

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 2021 y 2020:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021 ⁽¹⁾	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020 ⁽¹⁾
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	738	775
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura ⁽²⁾	783	(241)
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro ⁽³⁾	28	(231)
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad ⁽⁴⁾	44	20
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras ⁽⁵⁾	1,006	362
Acumulación de descuento	116	118
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar ⁽⁶⁾	(40)	2
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	(429)	127

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021 ⁽¹⁾	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020 ⁽¹⁾
Costos de Desarrollo estimados previamente incurridos	(263)	(206)
Variación neta en el impuesto a las ganancias ⁽⁷⁾	(471)	12
Variación en la medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados del año	774	(37)
Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados al final del año	1,512	738

⁽¹⁾ Importes expresados en millones de dólares estadounidenses.

⁽²⁾ 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 US por barril a 54,99 US por barril de petróleo, condensado y C5+, de 19,16 US por barril a 26,87 US por barril de GLP, y de 2,81 US por pie cúbico a 3,92 US por pie cúbico de gas de venta. Así mismo para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 principalmente afectado por una disminución en los precios del petróleo vigentes, los que cayeron desde 55.9 US/bbl al 31 de diciembre de 2019 a 42.0 US/bbl al 31 de diciembre de 2020, parcialmente compensado por una reducción de los costos promedio relacionados con la producción del 13.9%.

⁽³⁾ Para los años finalizados al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, 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 2021, principalmente afectado por la extensión en los límites económicos de los activos por un aumento en los precios del petróleo y condensado, gas y LPG vigentes, los que aumentaron de 41,97 US por barril a 54,99 US por barril de petróleo, condensado y C5+, de 19,16 US por barril a 26,87 US por barril de GLP, y de 2,81 US por pie cúbico a 3,92 US 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 2020, relacionado a un mayor desempeño de los pozos perforados en Bajada del Palo Oeste en el objetivo no convencional Vaca Muerta por encima del pozo tipo estimado.

⁽⁵⁾ Para el año finalizado al 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. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, debido a la incorporación de reservas probadas de Bajada del Palo Oeste no convencional y el inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

⁽⁶⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, se relaciona con el acuerdo de *farmout* que otorga un 20% de participación sobre ciertos pozos de Bajada del Palo Oeste en la formación Vaca Muerta a Trafigura (Ver Nota 1.2) y la venta del 10% de participación sobre la concesión CASO (Ver Nota 1.3). Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 se relaciona al incremento en la participación en el área Coirón Amargo Norte (Ver Nota 32).

⁽⁷⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, la variación es debida al aumento en el impuesto a las ganancias debido a mayores ingresos esperados principalmente por las extensiones y los incrementos en los precios de los hidrocarburos. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, debido a una disminución/aumento de las entradas de efectivo esperadas, así como debido a cambios en la tasa del impuesto sobre la renta para las empresas argentinas (ver Nota 33.1)

Nota 36. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de diciembre de 2021 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 15 de marzo de 2022, fecha en que estos estados financieros estuvieron disponibles para su emisión:

- El 3 y 20 de enero de 2022, Vista Argentina realizó el pago de capital e intereses correspondientes al contrato de Préstamo Sindicado por un monto total de 50,600.
- El 3 de enero de 2022, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo colateralizado con el Banco Santander International por un monto de 13,500, a una tasa de interés fija anual de 2.45% con fecha de vencimiento 4 de enero de 2027.
- El 4 de enero de 2022, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al préstamo celebrado en julio 2021, con el Banco Santander International por un monto total de 198.
- El 14 de enero de 2022, Vista Argentina, celebró un contrato de préstamo con ConocoPhillips BV por un monto de 25,000; a una tasa anual LIBOR + 2%, con fecha de vencimiento el 16 de septiembre de 2026.
- El 17 de enero de 2022 la Compañía, adquirió a través de su subsidiaria Vista Argentina el 50% de participación operada en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte ("los Activos") a Wintershall. Vista acordó pagar un monto total de 140,000 de los cuales 90,000 se cancelaron a la fecha de la operación y los restantes 50,000 serán pagados en 8 (ocho) cuotas iguales trimestrales a partir de abril de 2022. Adicionalmente, con esta operación se cancela la obligación de Vista en relación al *carry* de 77,000 asumido el 16 de septiembre de 2021, mencionado en la Nota 1.5.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Por medio de esta operación, Vista adquirió 25,231 acres netos, incrementando su acreage total en Vaca Muerta a 183,084 acres; e incorporó 150 locaciones de pozos nuevos a su portafolio en Vaca Muerta, sumando un total de hasta 850 locaciones de pozos nuevos identificadas.

La fecha efectiva de la adquisición es el 1 de enero de 2022. No obstante el cierre final de la compra tendrá lugar con la publicación de un decreto por parte de la Provincia del Neuquén aprobando la asignación de los Activos a Vista.

- El 20 y 21 de enero de 2022, Vista Argentina realizó el pago de capital e intereses correspondiente al préstamo celebrado en enero 2021, con el Banco Santander International por un monto total de 892.
- El 31 de enero de 2022, Vista Argentina realizó el pago de capital e intereses del contrato de préstamo celebrado con el Banco BBVA Argentina S.A. por un monto total de 1,788.
- El 7 de febrero de 2022, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a la ON Clase II por un monto de 1,071. Asimismo, Vista Argentina canceló totalmente la ON Clase IV por un monto de pesos argentinos equivalente a 7,495.
- El 21 de febrero de 2022, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a la ON Clase III por un monto de 882.
- El 2 de marzo de 2022, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a las ON Clase XI y Clase XII por un monto de 3,053.
- El 4 de marzo de 2022, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a la ON Clase VI por un monto de 80.
- El 10 de marzo de 2022, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondiente a las ON Clase VII y Clase VIII por un monto de 724.

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.