



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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y
por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.



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”), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2019, el estado consolidado de resultados, el estado consolidado de utilidad integral, el estado de variaciones en el capital contable y el estado de flujos 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 2019, 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

El análisis de deterioro de los activos de larga duración fue importante para nuestra auditoría ya que el valor de los mismos con respecto a los estados financieros consolidados son significativos 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.

Al 31 de diciembre de 2019 alrededor del 97% de los activos no corrientes de la Compañía se encuentran localizados en Argentina. Durante el ejercicio de 2019, la economía en Argentina presentó un deterioro en sus variables macroeconómicas significativas tales como altos niveles de inflación, decrecimiento económico y aumento en tasas de interés asimismo los precios internacionales del crudo y gas han presentado variaciones importantes.

En las Notas 13 y 14 de los estados financieros consolidados se incluyen las revelaciones sobre las propiedades, planta y equipo, crédito mercantil y activos intangibles.

Cómo nuestra auditoría abordó este asunto

Evaluamos los supuestos utilizados por la Administración relacionadas con la evolución de los precios del petróleo y las proyecciones de costos y gastos de producción junto con otros supuestos clave utilizados en la elaboración de las pruebas de deterioro, al; 1) 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, 2) evaluar el entorno macroeconómico, incluyendo comparaciones contra el desempeño de participantes del mercado de los cuales hay información pública disponible, 3) evaluamos la razonabilidad de la determinación del valor razonable, 4) realizamos un cálculo de manera independiente de la aritmética de los modelos de valuación utilizados y analizamos la uniformidad de la definición de unidad generadora de efectivo aplicado por la Compañía.

También evaluamos los análisis de sensibilidad realizados por la Compañía, enfocándonos principalmente en los principales supuestos utilizados revelados en la Nota 3.2.2 de los estados financieros consolidados. Involucramos a nuestros especialistas internos quienes evaluaron los supuestos clave y metodología utilizada por la administración de la Compañía en su análisis de deterioro.

Evaluamos la razonabilidad de las revelaciones incluidas en los estados financieros consolidados de la Compañía.

Otra información contenida en el informe anual 2019 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

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'JC Castellanos López', written in a cursive style.

C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Ciudad de México, México
11 de marzo de 2020

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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

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 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Ingreso por ventas a clientes	5	415,976	331,336
Costo de ventas:			
Costos de operación	6.1	(114,431)	(86,245)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	310	(1,241)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	2.2/13/14	(153,001)	(74,772)
Regalías		(61,008)	(50,323)
Utilidad bruta		87,846	118,755
Gastos de ventas	7	(27,138)	(21,341)
Gastos generales y de administración	8	(42,400)	(27,122)
Gastos de exploración	9	(676)	(637)
Otros ingresos operativos	10.1	3,165	2,641
Otros gastos operativos	10.2	(6,180)	(18,097)
Utilidad de operación		14,617	54,199
Ingresos por intereses	11.1	3,770	2,532
Gastos por intereses	11.2	(34,163)	(15,746)
Otros resultados financieros	11.3	(715)	(23,416)
Resultados financieros netos		(31,108)	(36,630)
(Pérdida) / Utilidad antes de impuestos		(16,491)	17,569
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	15	(1,886)	(35,444)
(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	15	(14,346)	(11,975)
(Gasto) de impuesto sobre la renta		(16,232)	(47,419)
(Pérdida) neta del año		(32,723)	(29,850)
Otros resultados integrales			
<i>Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en años posteriores</i>			
- (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	22	(1,577)	(3,565)
- Beneficio de impuesto sobre la renta diferido	15	394	891
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en años posteriores		(1,183)	(2,674)
Otros resultados integrales del año, netos de impuestos		(1,183)	(2,674)
Total (pérdida) integral del año		(33,906)	(32,524)
(Pérdida) por acción atribuible a los accionistas de la Compañía			
Acción básica y diluida - (en dólares por acción)	12	(0.409)	(0.527)

Las Notas 1 a 35 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 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	917,066	820,722
Crédito mercantil	14	28,484	28,484
Otros activos intangibles	14	34,029	31,600
Activos por derecho de uso	2.2	16,624	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	15,883	20,191
Activos por impuestos diferidos	15	476	-
Total activos no corrientes		1,012,562	900,997
Activos corrientes			
Inventarios	18	19,106	18,187
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	93,437	86,050
Caja, bancos e inversiones corrientes	19	260,028	80,908
Total activos corrientes		372,571	185,145
Total activos		1,385,133	1,086,142
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	20.1	659,399	513,255
Pago basado en acciones		15,842	4,021
Otros resultados integrales acumulados		(3,857)	(2,674)
Pérdidas acumuladas		(67,668)	(34,945)
Total capital contable		603,716	479,657
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	15	147,019	133,757
Pasivos por arrendamientos	2.2	9,372	-
Provisiones	21	21,146	16,186
Préstamos	17.1	389,096	294,415
Títulos opcionales	17.3	16,860	23,700
Beneficios a empleados	22	4,469	3,302
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	419	1,007
Total pasivos no corrientes		588,381	472,367
Pasivos corrientes			
Provisiones	21	3,423	4,140
Pasivos por arrendamiento	2.2	7,395	-
Préstamos	17.1	62,317	10,352
Salarios y contribuciones sociales	23	12,553	6,348
Impuesto sobre la renta por pagar	15	3,039	22,429
Otros impuestos y regalías por pagar	24	6,040	6,515
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	98,269	84,334
Total pasivos corrientes		193,036	134,118
Total pasivos		781,417	606,485
Total capital contable y pasivos		1,385,133	1,086,142

Las Notas 1 a 35 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 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Pago basado en acciones	Interés minoritario	Otros resultados integrales acumulados	Pérdidas acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2017	25	-	-	-	(5,095)	(5,070)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	(29,850)	(29,850)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	(2,674)	-	(2,674)
Total resultados integrales	-	-	-	(2,674)	(29,850)	(32,524)
- Emisión Acciones Serie A, neta de costos de emisión (Nota 20.1)	513,230	-	-	-	-	513,230
- Pagos basados en acciones (Nota 7)	-	4,021	-	-	-	4,021
- Interés minoritario originado por combinación de negocios (Nota 31.1.3)	-	-	1,307	-	-	1,307
- Adquisición de interés minoritario (Nota 31.1.3)	-	-	(1,307)	-	-	(1,307)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	513,255	4,021	-	(2,674)	(34,945)	479,657
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	(32,723)	(32,723)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	(1,183)	-	(1,183)
Total resultados integrales	-	-	-	(1,183)	(32,723)	(33,906)
- Emisión de acciones Serie A, neto de costos de emisión (Nota 20.1)	146,144	-	-	-	-	146,144
- Pagos basados en acciones (Nota 7) ⁽¹⁾	-	11,821	-	-	-	11,821
Saldos al 31 de diciembre de 2019	659,399	15,842	-	(3,857)	(67,668)	603,716

⁽¹⁾Incluye 10,655 de pagos basados en acciones y 1,166 de impuesto diferido.

Las Notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de flujos de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación			
(Pérdida) neta del año		(32,723)	(29,850)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo			
Partidas relacionadas con actividades de operación:			
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas	7	(118)	539
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	11.3	2,991	(3,005)
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	11.3	1,723	897
Incremento neto en provisiones	10.2	2,210	2,533
Gastos por intereses de arrendamiento	11.3	1,561	-
Descuento de activos y pasivos a valor presente	11.3	10	2,743
Pagos basados en acciones	8	10,655	4,021
Costo neto del periodo por beneficios a empleados	22	220	368
Impuesto sobre la renta	15	16,232	47,419
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciaciones y agotamientos	2.2/13	151,483	73,975
Amortización de activos intangibles	14	1,518	797
Ingresos por intereses	11.3	(3,770)	(2,532)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	11.3	(873)	(1,415)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	11.2	34,163	15,746
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	11.3	(6,840)	8,860
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado	11.3	2,076	14,970
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(2,065)	(32,966)
Inventarios		(609)	(10,951)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		(22,113)	33,920
Pagos de beneficios a empleados		(631)	(727)
Salarios y contribuciones sociales		5,406	3,576
Otros impuestos y regalías por pagar		2,377	9,979
Provisiones		(2,298)	551
Pago de impuesto sobre la renta ⁽¹⁾		(26,327)	(16,642)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		134,258	122,806
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	31.4	-	(708,136)
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(240,315)	(117,837)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	14	(4,225)	(31,486)
Cobros procedentes de otros activos financieros		5,761	16,680
Cobros procedentes de intereses cobrados		3,770	2,532
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión		(235,009)	(838,247)

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

Estados de flujos de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Adquisición de interés minoritario	31.1.2	-	(1,307)
Pago de redención de Acciones Serie A	17.2	-	(204,590)
Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	20.1	146,144	70,739
Préstamos recibidos	17.2	234,728	560,000
Pago de costos de emisión de préstamos	17.2	(1,274)	(18,280)
Pago de préstamos - capital	17.2	(90,233)	(260,000)
Pago de préstamos - intereses	17.2	(32,438)	(5,018)
Pago de arrendamientos	2.2	(7,619)	-
Procedente de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	19/27	16,993	-
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento		266,301	141,544
Aumento / (Disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		165,550	(573,897)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del año	19	66,047	655,232
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		2,633	(15,288)
Aumento / (Disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		165,550	(573,897)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del año	19	234,230	66,047
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		23,943	24,939
Cambios en la provisión por obligación de taponamiento de pozos que impactan en propiedad, planta y equipos	13	4,141	11,839
Capitalización de acciones Serie A	20.1	-	442,491
Intercambio de activos		-	23,157

⁽¹⁾ Incluye 13,087 correspondiente al impuesto sobre la renta determinado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Las Notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 1. Información de la Compañía

1.1 Información general

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (“VISTA”, la “Compañía” o “el Grupo”) es una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida en México el 22 de marzo de 2017, de conformidad con la legislación de México. El 28 de julio de 2017 la Compañía adoptó la forma de “Sociedad Anónima Bursátil” (“S.A.B.”).

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 comerciales o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o cualquier tipo de entidad dentro del sector energético, o cualquier otra industria
- (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todas las empresas o entidades, ya sean comerciales, civiles, asociaciones, fideicomisos 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 o 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 Bolsa Mexicana de Valores (“BMV”) y los esfuerzos dirigidos a detectar y consumir la combinación de negocios inicial. 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 son las siguientes:

En Argentina

En la cuenca Neuquina:

- (i) 100% en las concesiones de explotación convencionales 25 de Mayo - Medanito SE; Jagüel de los Machos; Entre Lomas Neuquén; Entre Lomas Río Negro y Agua Amarga (operadas);
- (ii) 100% en las concesiones de explotación no convencionales Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este (operadas);
- (iii) 55% de la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (operada);
- (iv) 90% de la concesión de explotación no convencional Águila Mora (operada);
- (v) 10% de la concesión de explotación no convencional Coirón Amargo Sur Oeste (no operada).

En la cuenca del Golfo San Jorge:

- (i) 16.9% de la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (no operada); y

En la cuenca Noroeste:

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

En México

- (i) 50% del bloque CS-01 (no operado);
- (ii) 50% del bloque A-10 (no operado); y
- (iii) 50% del bloque TM-01 (no operado).

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México (México). Volcán 150. Piso 5. Lomas de Chapultepec. Miguel Hidalgo. C.P. 11000.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

1.2 Oferta Pública con cotización en la Bolsa de Nueva York (“NYSE”)

El 25 de julio de 2019 la Compañía realizó su oferta pública en la Bolsa de Nueva York, y comenzó a operar bajo el símbolo “VIST” al día siguiente. En la misma fecha, la Compañía emitió acciones Serie A adicionales en la BMV. Ver la Nota 20 para mayores detalles.

1.3 Aleph Midstream, S.A.

Al 31 de Diciembre de 2018, Aleph Midstream, S.A. (en adelante “Aleph Midstream” o “Aleph”) era una subsidiaria controlada al 100% por Vista. 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 inversores”), para invertir en Aleph, una empresa de midstream en Argentina. Mediante el mencionado acuerdo los inversores se comprometieron a adquirir el 99,73% del capital de Aleph. Con fecha 27 de diciembre de 2019, la Compañía acordó la recompra de las acciones adquiridas por los inversores. Ver la Nota 27 para mayores detalles.

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 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 (US .000), excepto cuando se indique lo contrario.

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 11 de marzo de 2020 y se consideran los eventos posteriores hasta dicha fecha. Estos estados financieros serán presentados en la Asamblea General de Accionistas el 21 de abril de 2020. Los accionistas tienen el poder de aprobar y modificar los estados financieros de la Compañía.

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

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

La Compañía aplica, por primera vez, la NIIF 16- Arrendamientos. Como lo requiere la NIC 8, a continuación, se describen la naturaleza y el efecto de los cambios requeridos por la norma:

NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 sustituye la NIC 17 Arrendamientos, CINIIF 4 Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC-15 Arrendamientos operativos – Incentivos y SIC-27 Evaluación de la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un contrato de arrendamiento. La norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios reconozcan la mayoría de los arrendamientos en un solo modelo dentro del estado de situación financiera.

La Compañía adoptó NIIF 16 usando el método retrospectivo modificado con la fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma se aplica de forma retrospectiva con el efecto acumulativo de la aplicación inicial en la fecha de la aplicación inicial. La Compañía eligió usar las exenciones aplicables a la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los términos del arrendamiento finalizan dentro de los 12 meses desde la fecha de la aplicación inicial, y los contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

El efecto de la adopción de la NIIF 16 al 1 de enero de 2019 es el siguiente:

Activo	
Activos por derecho de uso	12,103
Total Activo	12,103
Pasivo	
Pasivos por arrendamientos	(12,103)
Total Pasivo	(12,103)

Los pasivos por arrendamientos al 1 de enero de 2019 se pueden conciliar con los compromisos de arrendamiento operativo a partir del 31 de diciembre de 2018 de la siguiente manera:

Compromisos por arrendamientos operativos al 31 de diciembre de 2018	16,153
Tasa de endeudamiento incremental promedio ponderada al 1 de enero de 2019	9.356%
Compromisos de arrendamiento operativo descontados al 1 de enero de 2019	13,608
Menos:	
Compromisos relativos a arrendamientos a corto plazo	(1,401)
Compromisos relativos a arrendamientos de activos de bajo valor	(104)
Total de pasivos por arrendamientos al 1 de enero de 2019	12,103

a) Naturaleza del efecto de la adopción de la NIIF 16

La Compañía tiene contratos de arrendamiento en ciertos rubros como edificios, equipos de oficina y planta y maquinaria. Antes de la adopción de la NIIF 16, la Compañía clasificó cada uno de sus arrendamientos (como arrendatario) en la fecha de inicio como un arrendamiento financiero o un arrendamiento operativo. Un arrendamiento se clasificó como un arrendamiento financiero si transfirió sustancialmente todos los riesgos y recompensas inherentes a la propiedad del activo arrendado a la Compañía; de lo contrario, se clasificó como un arrendamiento operativo. Los arrendamientos financieros se capitalizaron al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad arrendada o, si fuera menor, al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. En un arrendamiento operativo, la propiedad arrendada no se capitalizó y los pagos del arrendamiento se reconocieron como gastos de alquiler en resultados en forma lineal durante el plazo del arrendamiento. Cualquier renta prepaga y renta acumulada se reconocieron en las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar y las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar, respectivamente.

- La Compañía no tiene arrendamientos previamente contabilizados como arrendamientos financieros.

- Arrendamientos previamente contabilizados como arrendamientos operativos: la Compañía reconoció los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos para aquellos arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos, excepto los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor. Los activos de derecho de uso para la mayoría de los arrendamientos se reconocieron en función del valor en libros como si la norma siempre se hubiera aplicado, además del uso de la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial. En algunos arrendamientos, los activos con derecho de uso se reconocieron sobre la base del monto reconocido por pasivos por arrendamiento, ajustados por cualquier pago relacionado y acumulado previamente reconocido. Los pasivos por arrendamiento se reconocieron con base en el valor presente de los pagos de arrendamiento restantes, descontados utilizando la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial.

La Compañía aplicó los expedientes prácticos disponibles en los que:

- (i) Utilizó una tasa de descuento única para una cartera de arrendamientos con características razonablemente similares;
- (ii) Se aplicaron las exenciones de arrendamientos a corto plazo a los arrendamientos con un plazo de arrendamiento que termina dentro de 12 meses a la fecha de la aplicación inicial;
- (iii) Se utilizó una revisión retrospectiva para determinar el plazo del arrendamiento en el que el contrato contiene opciones para extender o terminar el arrendamiento.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

b) Resumen de las nuevas políticas contables

A continuación, se detallan las nuevas políticas contables de la Compañía tras la adopción de la NIIF 16, que se aplican desde la fecha de aplicación inicial:

• Activo por derecho de uso

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. Favor de referirse a la Nota 2.3.4 para mayores detalles con respecto a la política contable para evaluar el deterioro de activos no financieros.

• Pasivo por arrendamiento

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.

• Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

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.

• Juicios significativos en la determinación del plazo de arrendamiento de los contratos con opción de renovación.

La Compañía determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del arrendamiento, 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).

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

c) Importes reconocidos en el estado de situación financiera y el estado de resultados y otros resultados integrales

Los valores en libros de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos de la Compañía, así como los movimientos durante el período, se detallan a continuación:

	Activos por derechos de uso			Pasivos por arrendamiento
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	
Al 1 de enero de 2019	1,843	10,260	12,103	(12,103)
Adiciones	873	9,478	10,351	(10,351)
Depreciación ⁽¹⁾	(656)	(5,174)	(5,830)	-
Pagos	-	-	-	7,619
Gastos por intereses ⁽²⁾	-	-	-	(1,932)
Al 31 de diciembre de 2019	2,060	14,564	16,624	(16,767)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación servicios de perforación que se capitalizan como obras en curso por un monto de 1,326.

⁽²⁾ El monto incluye transferencias de arrendamientos por servicios de perforación incurridos, que fueron capitalizados en obras en curso por 371.

Al 31 de Diciembre de 2019, 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 201.

CINIIF 23: Incertidumbre sobre los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias

La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos a las ganancias cuando los tratamientos impositivos implican incertidumbre que afecta la aplicación de la NIC 12 Impuestos a las ganancias. No se aplica a los impuestos o gravámenes que están fuera del alcance de la NIC 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con los intereses y las sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La Interpretación aborda específicamente lo siguiente:

- Si una entidad considera tratamientos fiscales inciertos por separado;
- Los supuestos que una entidad hace sobre los tratamientos fiscales por parte de las autoridades fiscales;
- Cómo una entidad determina la utilidad fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las tasas fiscales;
- Cómo una entidad considera los cambios en los hechos y circunstancias.

Una entidad debe determinar si debe considerar cada tratamiento fiscal incierto por separado o junto con uno o más tratamientos fiscales inciertos. El enfoque que mejor predice la resolución de la incertidumbre debe ser seguido.

La Compañía aplica un juicio importante en la identificación de incertidumbres sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta. Dado que la Compañía opera en un entorno multinacional complejo, evaluó si la interpretación tuvo un impacto en sus estados financieros consolidados.

La interpretación no tuvo un impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía.

Modificaciones a la NIIF 9: Características de pago Anticipado con Compensación Negativa

Bajo la NIIF 9, un instrumento de deuda puede medirse al costo amortizado o al valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean “únicamente pagos del principal e intereses sobre el monto pendiente de pago” (el criterio “SPPI”, por sus siglas en inglés) y el instrumento se mantiene dentro del modelo de negocio apropiado para esa clasificación. Las modificaciones a la NIIF 9 aclaran que un activo financiero pasa el criterio SPPI independientemente de un evento o circunstancia que provoque la rescisión anticipada del contrato e independientemente de qué parte pague o reciba una compensación razonable por la rescisión anticipada del contrato.

Estas modificaciones no tuvieron ningún impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no tuvo Características de pago anticipado con Compensación Negativa durante el período.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Modificaciones a la NIC 19: Modificación, reducción o liquidación del plan

Las modificaciones a la NIC 19 abordan la contabilidad cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de información. Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante el período de informe anual, se requiere que una entidad determine el costo de servicio actual por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales utilizados para la remediación del pasivo (activo) por beneficios definidos neto, que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento. También se requiere que una entidad determine el interés neto por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando el pasivo (activo) por beneficios definidos neto que refleja los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento, y la tasa de descuento utilizada para la remediación de ese pasivo (activo) por beneficios definidos neto.

Estas modificaciones no tuvieron ningún impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no tuvieron ninguna enmienda, reducción o liquidación del plan durante el período.

Modificaciones a la NIC 28: Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos

Las modificaciones aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 a los intereses a largo plazo en una asociada o negocio conjunto al que no se aplica el método de la participación pero que, en esencia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto (intereses a largo plazo).

Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida crediticia esperada en la NIIF 9 se aplica a dichos intereses a largo plazo. Las enmiendas también aclararon que, al aplicar la NIIF 9, una entidad no tiene en cuenta ninguna pérdida de la asociada o negocio conjunto, ni ninguna pérdida por deterioro de la inversión neta, reconocida como ajustes a la inversión neta en la asociada o negocio conjunto que surgen de la aplicación de la NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados, ya que la Compañía no tiene intereses a largo plazo en ninguna asociada o negocio conjunto.

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

London Interbank Offered Rate (la tasa "LIBOR" por sus siglas en inglés) es la tasa de referencia más utilizada en el mercado financiero mundial. Sin embargo, las preocupaciones sobre la continuidad de la misma y otras "IBOR" (interbank offered rates por sus siglas en inglés) a nivel mundial ha llevado a un esfuerzo por identificar tasas de referencia alternativas. En 2017, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido anunció que ya no se obligaría a los bancos a utilizar LIBOR para fines de 2021. Esto se aplica en todas las jurisdicciones y en todas las monedas.

En septiembre de 2019, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 9, la NIC 39 y la NIIF 7 – "Instrumentos financieros: Información a revelar", que concluye la primera fase de su trabajo para dar respuesta sobre los efectos de la reforma de las tasas IBOR, en los reportes financieros. Las enmiendas proporcionan respuestas temporales que permiten que la contabilidad de cobertura continúe durante el período de incertidumbre antes del reemplazo de un índice de referencia de tasa de interés existente con una tasa de interés alternativa casi libre de riesgo.

• Modificaciones a la NIIF 9

Las enmiendas incluyen una serie de exenciones, que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma antes mencionada. Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el momento y / o la cantidad de flujos de efectivo basados en el índice de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1° de enero de 2020 y deben aplicarse de forma retroactiva. Sin embargo, cualquier relación de cobertura que haya sido previamente designada no se puede restablecer con la solicitud, ni se puede designar ninguna relación de cobertura con el beneficio de la retrospectiva. Se permite la aplicación anticipada.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía no ha iniciado negociaciones con los bancos para los préstamos afectados por esta enmienda. Adicionalmente, la Compañía tampoco espera ningún impacto ya que no tienen instrumentos de cobertura.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Mejoras a las NIIF – Período 2015-2017

• NIIF 3 Combinaciones de Negocios

Las modificaciones aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, aplica los requisitos para una combinación de negocios lograda en etapas, incluida la reconsideración de los intereses mantenidos anteriormente en los activos y pasivos de la operación conjunta a valor razonable. Al hacerlo, el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior en la operación conjunta.

Una entidad aplica esas modificaciones a las combinaciones de negocios para las cuales la fecha de adquisición es en o después del comienzo del primer período de reporte anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no participó de combinaciones de negocios durante el periodo.

• NIC 12 Impuestos a las ganancias

Las enmiendas aclaran que las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias están vinculadas más directamente a transacciones o eventos pasados que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce las consecuencias del impuesto a las ganancias sobre los dividendos en resultados, otros resultados integrales o patrimonio según el lugar en el que reconoció originalmente esas transacciones o eventos pasados.

Una entidad aplica las enmiendas para los períodos de reporte anual que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada. Cuando la entidad aplica esas modificaciones por primera vez, las aplica únicamente a las consecuencias del impuesto a las ganancias sobre los dividendos reconocidos en o después del comienzo del primer período comparativo.

Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, no tuvieron impacto en los estados financieros de la Compañía. Además, no se han declarado dividendos durante el período.

• NIC 23 Costos por préstamos

Las modificaciones aclaran que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo originalmente hecho para desarrollar un activo que califica cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos.

La entidad aplica las enmiendas a los costos por préstamos incurridos en o después del comienzo del período de presentación de reporte anual en el que la entidad aplica esas enmiendas por primera vez. Una entidad aplica esas modificaciones para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada.

Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía.

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 reevalúa 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, tiene poder sobre la entidad en la cual participa cuando los derechos de voto son suficientes para otorgarle la capacidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la entidad en la cual se participa de manera unilateral.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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, 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 contable de adquisición es el que utiliza la Compañía para registrar las combinaciones de negocios (ver Nota 2.3.3).

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 consolidados de las subsidiarias para alinear sus políticas contables con las políticas contables de la Compañía.

La ganancia o pérdida de cada componente de otro resultado integral se atribuyen a los propietarios de la Compañía y a la participación no controladora. El resultado integral total de las subsidiarias se atribuye a los propietarios de la Compañía y a la participación no controladora, incluso si esto resulta en que la participación no controladora tenga un saldo deficitario.

La participación no controladora en los resultados y el capital de las subsidiarias se muestran por separado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado; el estado de variaciones en el capital consolidado y; el estado de situación financiera consolidado, respectivamente.

La participación en las subsidiarias mantenidas por la Compañía al final del ejercicio se detalla a continuación:

Nombre de la Subsidiaria	Participación accionaria de la Compañía		Lugar de operación	Actividad principal
	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018		
Vista Holding I S.A. de C.V.	100%	100%	México	Inversora
Vista Holding II S.A. de C.V.	100%	100%	México	Exploración y producción ⁽³⁾
Vista Holding III S.A. de C.V. ⁽¹⁾	100%	100%	México	Servicios
Vista Holding IV S.A. de C.V. ⁽¹⁾	100%	100%	México	Servicios
Vista Complemento S.A. de C.V. ⁽¹⁾	100%	100%	México	Servicios
Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. ⁽²⁾	100%	100%	Argentina	Exploración y producción ⁽³⁾
APCO Oil & Gas S.A.U. ⁽⁴⁾	-	100%	Argentina	Exploración y producción ⁽³⁾
APCO Argentina S.A. ⁽⁴⁾	-	100%	Argentina	Inversora

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nombre de la Subsidiaria	Participación accionaria de la Compañía		Lugar de operación	Actividad principal
	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018		
Aleph Midstream S.A. ⁽¹⁾⁽⁵⁾	0.27%	100%	Argentina	Servicios ⁽⁶⁾
Aluvional Infraestructura S.A. ⁽¹⁾	100%	100%	Argentina	Minería e Industria

(1) Corresponde a empresas establecidas después de la Combinación de Negocios Inicial del 4 de abril de 2018.

(2) En adelante Vista Argentina (Anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.)

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

(4) Compañías absorbidas por Vista Argentina, producto de un proceso de reorganización societaria, cuya fecha efectiva fue el 1 de enero de 2019.

(5) Ver Nota 27.

(6) 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.

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.

2.3.2. 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 una empresa conjunta 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.

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;

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- 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 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 ejercicio, 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.

En la Nota 29 se describen las operaciones conjuntas.

2.3.4 Combinación de negocios

El método de adquisición contable se utiliza para contabilizar todas 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.

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.

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Cualquier contraprestación contingente se reconocerá 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. 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 medirá 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.

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 produjo la combinación de negocios, la Compañía informa los montos provisionales.

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 Ejecutiva (“el comité” o “CODM” por sus siglas en inglés).

El CODM, es la máxima autoridad en la toma de decisiones, responsable de asignar recursos y establecer el desempeño de los segmentos operativos de la entidad, y ha sido identificado como el órgano que ejecuta las decisiones estratégicas de la Compañía.

2.4.2 Propiedad, planta y equipos

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 menos cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los costos subsiguientes 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 bien pueda ser medido de manera confiable. Todas las demás reparaciones y mantenimientos se cargan a ganancia o pérdidas durante el período de reporte 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. Cualquier ingreso obtenido por la venta de producción de valor comercial durante el período de la construcción del activo se reconoce reduciendo el costo de las obras en curso.

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 en las ventas se determinan comparando los ingresos 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, aplicando la proporción de petróleo y gas producida a las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas,

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 han depreciado 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.

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 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 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Todos estos costos capitalizados están sujetos a una revisión técnica, comercial y administrativa, así como a una revisión de los indicadores de deterioro por lo menos una vez al año, lo que sirve para confirmar la intención continua de desarrollar o de otro modo extraer valor del descubrimiento. Cuando este ya no es el caso, los costos son cargados como gastos.

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 abandono y taponamiento 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 unidades de producción. 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 equipo y se amortizan en función de las unidades de producción sobre el total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas del área correspondiente. El cálculo de la tasa de unidades de producción para la depreciación / amortización de los costos de desarrollo toma en cuenta los gastos incurridos hasta la fecha, junto con los gastos de desarrollo futuros autorizados.

2.4.3 Activos intangibles

2.4.3.1 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.

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, dicho 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.

2.4.4 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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”) se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio de la fecha de la 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 tipos de cambio utilizados al final de cada período son: (i) para los activos, el tipo de cambio comprador al cierre y (ii) para los pasivos el tipo de cambio vendedor al cierre.

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 principal e intereses sobre el principal pendiente.

2.4.6.1.1.2 Activos financieros a valor razonable.

Si alguno de los criterios mencionados anteriormente no se ha cumplido, el activo financiero se clasifica y mide a valor razonable con cambios en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Todas las inversiones en instrumentos de capital se miden a valor razonable. Para las inversiones de capital que no se mantienen para negociación, la Compañía puede elegir en el momento del reconocimiento inicial, presentar los cambios en el valor razonable a través de otro resultado integral. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no tiene 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 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

En el caso de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar se reconocen a su valor razonable y, posteriormente, se miden al costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo, menos la provisión para pérdidas por crédito esperadas, si corresponde.

Así mismo aquellas cuentas por cobrar que surgen de los servicios prestados y/o los hidrocarburos entregados, pero no facturados a la fecha de cierre de cada período de reporte se reconocen a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

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, la Compañía no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una reserva para pérdidas basada en las ECL en cada fecha de reporte. La Compañía analiza a cada uno de sus clientes considerando su experiencia histórica de pérdida de crédito, ajustada por factores prospectivos específicos para el deudor y el entorno económico.

La Compañía siempre mide la reserva para pérdidas por cuentas por cobrar y otras cuentas por un importe igual a ECL. Las pérdidas crediticias esperadas en las cuentas por cobrar y otras cuentas se estiman caso por caso en función de la experiencia de incumplimiento del deudor y un análisis de la situación financiera actual del deudor, ajustada por factores que son específicos de los deudores, condiciones económicas generales de la industria en la que operan los deudores y una evaluación actual y un pronóstico de la dirección de las condiciones en 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.

Las ECL, cuando corresponda, se proporcionan para pérdidas crediticias por incumplimientos que son posibles dentro de los próximos 12 meses (una ECL de 12 meses). Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se requiere una reserva para pérdidas por las pérdidas crediticias esperadas durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento.

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.

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

Acciones Serie A reembolsables

Después del reconocimiento inicial, los fondos recibidos de las acciones Serie A, netos de los gastos de oferta, se miden posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales cuando los pasivos se dan de baja.

El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición, así como las comisiones o costos que son parte integral del método de la tasa de interés efectiva. La amortización basada en el método de la tasa de interés efectiva se incluye dentro de los resultados financieros.

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 impacto en resultados (valor razonable con cambios en resultados por sus siglas en inglés). Los préstamos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos.

Los pasivos financieros que no son (i) contraprestación contingente de una adquirente en una combinación de negocios; (ii) operaciones mantenidas para fines comerciales o; (iii) designados como valor razonable con cambios en resultados, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un pasivo financiero y para asignar gastos de intereses durante el período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos futuros en efectivo estimados (incluidas todas las comisiones y los puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero, o (cuando sea apropiado) un período más corto, al costo amortizado de un pasivo financiero.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los préstamos se clasifican como corrientes o no corrientes, de acuerdo al periodo 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 30 para las ventas de petróleo y de 65 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 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 se ha desglosado por (i) tipo de producto y (ii) canales de venta. 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 2019 y 2018, la Compañía no tenía 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 2019 y 2018 la Compañía no tenía ningún pasivo contractual.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Otros ingresos

Los otros ingresos operativos corresponden, principalmente, a la prestación de servicios a terceros. 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.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método de interés efectivo. Cuando una cuenta por cobrar tiene pérdidas por deterioro, la Compañía reduce el importe en libros a su importe recuperable, siendo el flujo de efectivo futuro estimado descontado con la tasa de interés efectiva original del instrumento, y continúa compensando el descuento como ingreso por intereses. Los ingresos por intereses sobre créditos vencidos se reconocen utilizando la tasa de interés efectiva original.

2.4.8 Inventarios

Los inventarios se componen de existencias de petróleo crudo, materias primas y materiales y repuestos, como se describe a continuación.

Los inventarios se presentan 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.

La parte de 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

b. Reserva legal

La Compañía, de acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas, debe asignar al menos el 5% de la ganancia neta del año para aumentar la reserva legal hasta que alcance el 20% del capital social. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no ha creado esta reserva, dado que no ha tenido ganancia en los años mencionados.

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.

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

Incluye 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 en el año 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 no podrá pagar dividendos hasta que (i) las ganancias futuras absorban las pérdidas acumuladas (ii) las restricciones impuestas por el contrato de crédito se liberen, como se indica en la Nota 17.1.

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 periodo, 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" 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 en los beneficios de la Compañía se paga a sus empleados calificados; la cual se calcula utilizando el mismo ingreso imponible que para el impuesto sobre la renta, excepto por lo siguiente:

(i) Ni las pérdidas fiscales de años anteriores ni la participación en los beneficios pagados a los empleados durante el año son deducibles.

(ii) Los pagos exentos de impuestos para los empleados son totalmente deducibles en el cálculo de la participación en los beneficios de los empleados.

2.4.11.2 Plan de beneficios definidos

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los periodos en que los empleados prestan los servicios que originan la contraprestación.

El costo de los planes de beneficios definidos se reconoce periódicamente de acuerdo con las contribuciones realizadas por la Compañía.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Adicionalmente, la Compañía opera un plan de beneficios definidos descrito en la Nota 22. 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 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, en caso de corresponder. La obligación de beneficio definido se calcula periódicamente por actuarios independientes, utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por prestaciones definidas se determina descontando las salidas futuras de efectivo estimadas utilizando suposiciones actuariales futuras sobre las variables demográficas y financieras que afectan la determinación del monto de dichas prestaciones.

Las ganancias y pérdidas actuariales derivadas 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 financieros

Los costos financieros, 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 incorporados al costo 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 2019 y 2018, la Compañía no ha capitalizado ningún costo financiero excepto por los intereses de pasivos por arrendamiento revelados en la Nota 2.2, dado que no tuvo activos calificables.

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.

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. El aumento en la provisión debido al paso del tiempo se reconoce como costos financieros.

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 21.3)

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

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, 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.

La Compañía reconoce los activos por impuestos diferidos con respecto a la diferencia temporal entre las disposiciones de taponamiento y abandono del pozo y la obligación tributaria diferida.

2.4.13.3 Provisión para remediación ambiental

La provisión para costos ambientales 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.

La cantidad reconocida 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.

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 cargo por 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

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 temporal 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 a las utilidades vigentes al 31 de diciembre de 2019 y 2018 en México y Argentina (ver Nota 32) es del 30%.

2.4.14.2 Impuesto sobre la renta mínima presunta

Las subsidiarias de la Compañía en Argentina evalúan el impuesto sobre la renta mínima presunta aplicando la tasa actual del 1% sobre los activos computables al cierre de cada período.

Este impuesto es complementario al impuesto sobre la renta en Argentina y solo es aplicable a la Compañía en el caso de que resulte mayor al impuesto sobre la renta.

Sin embargo, si el impuesto sobre la renta mínima presunta excede el impuesto sobre la renta durante un año fiscal, tal exceso se podrá computar a cuenta de pagos futuros de impuesto sobre la renta que se pueda generar en los siguientes diez años.

La Compañía tiene registrado un activo por impuesto sobre la renta mínima presunta incluido en otras cuentas por cobrar por 1,462. El mismo podrá ser imputado contra ganancias fiscales que se generen hasta el 31 de diciembre de 2028.

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 comienzan el 1 de enero de 2019.

2.4.15 Pagos basados en acciones

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Transacciones liquidadas por capital

El costo de las transacciones liquidadas mediante capital se determina por el valor razonable en la fecha en que la adjudicación se realiza utilizando un modelo de valuación adecuado (Ver Nota 33).

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 periodo 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 pago basado 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 pérdida por acción diluidas (se proporcionan más detalles en la 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.

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 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 un pago basado en acciones liquidado con acciones. 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 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(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 un pago basado 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 2019 y 2018, la Compañía no ha otorgado ningún PRS.

2.5 Marco regulatorio

A- Argentina

Petróleo y gas

2.5.1 Marco normativo de la actividad hidrocarburífera en Argentina

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 Santa Cruz, Rio Negro y Salta se rigen por la Ley No. 17,319 y sus modificaciones

2.5.1.1 Decreto de Necesidad y Urgencia No. 566/2019

Mediante Decreto de Necesidad y Urgencia No. 566/2019 de fecha 15 de agosto de 2019, y efectivo desde el 16 de agosto de 2019 (el "Decreto No. 566/2019"), el gobierno de la República Argentina determinó que durante el período comprendido desde la entrada en vigencia del Decreto No. 566/2019 hasta los noventa (90) días corridos siguientes al mismo (el "Período de Vigencia"):

(i) las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante el Período de Vigencia deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 45.19 pesos argentino ("ARS")/US y un precio de referencia Brent de 59 US/ barril ("bbl");

(ii) que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas en el país, en todos los canales de venta, durante el Período de Vigencia, no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019;

(iii) que durante el Período de Vigencia, las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y/o minoristas del país, deberán cubrir, a los precios establecidos en el Decreto No. 566/2019, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos en la República Argentina, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina; y

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

(iv) las empresas productoras de hidrocarburos de la República Argentina deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinерías ubicadas en el territorio de la República Argentina.

Con fecha 20 de agosto de 2019 la Compañía se presentó en los tribunales federales contencioso administrativo competentes para demandar la nulidad de los efectos del Decreto No. 566/2019, solicitando en forma cautelar la inmediata suspensión de los Artículos 1° y 4° del Decreto No. 566/2019 que impusieron precios máximos a la venta de petróleo crudo en el mercado local y la obligación de abastecerlo, todo ello con el objeto de evitar perjuicios sobre las operaciones y los resultados financieros de la Compañía.

Con fecha 3 de diciembre de 2019, la Compañía desistió de la medida cautelar. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia del mencionado Decreto.

2.5.1.2 Decreto No. 601/19

Mediante el Decreto No. 601/19, de fecha 30 de agosto de 2019, se modificaron las disposiciones del Decreto No. 566/2019 estableciéndose que:

(i) hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 46.69 ARS/US y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl; y

(ii) el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia del mencionado Decreto.

2.5.1.3 Resolución 557/2019

Mediante Resolución 557/2019, de la Secretaría de Gobierno de Energía del 19 de septiembre de 2019 se estableció que:

(i) durante la vigencia del Decreto No. 601/2019 los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio podrá incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019; y

(ii) durante la vigencia del Decreto No. 601/2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 49.30 ARS/US, equivalente al 5.58% de incremento sobre el valor de referencia vigente, y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia de la mencionada Resolución.

2.5.2 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.

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

En noviembre de 2013, de conformidad con la Resolución No. 60/13, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la "Comisión") creó el Programa IR que cubre compañías sin producción previa o con un límite de producción de 3.5 MMm³ / día, estableciendo incentivos de precios para aumentos de producción y multas de importación de GLP en caso de incumplir con los volúmenes comprometidos. Además, las compañías que se benefician de este programa y cumplen con las condiciones aplicables pueden solicitar la interrupción de su participación en ese programa y su incorporación al actual. La Resolución No. 60/13 (enmendada por la Secretaría de Energía de la Nación mediante las

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Resoluciones No. 22/14 y No. 139/14 estableció un precio que oscila entre 4 US/ MMBTU (Por sus siglas en ingles Million of British Thermal Unit) y 7.5 US /MMBTU, basado en la curva de producción más alta alcanzada. 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 Secretaría de Energía sobre el plan de cancelación del crédito vinculado con el Programa IR. De acuerdo con dicha resolución, el crédito sería cancelado con bonos emitidos por el Estado Nacional (“Bonos Programas Gas Natural”) denominados en US a amortizar en un plazo máximo de treinta (30) cuotas.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Compañía ha recibido 20,663 en Bonos Programas Gas Natural, de los cuales, al cierre del período 8,257, se han amortizado. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo por cobrar registrado por la Compañía vinculado con el Programa IR asciende a 12,406 de valor nominal y 11,397 de valor presente. (Ver Nota 16)

2.5.3 Mercado del petróleo

2.5.3.1 Programa Petróleo Plus

La Compañía participó en el programa Petróleo Plus, el cual ofrecía ciertos incentivos a las empresas productoras. El 13 de julio de 2015, el Decreto No. 1,330/15 anuló este programa creado por el Decreto No. 2,014/2008, el cual recompensaba a las compañías productoras de petróleo que habían aumentado la producción y/o las reservas y dispuso que los incentivos pendientes de liquidación se cancelaran mediante la emisión de bonos del Estado. El 30 de noviembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto No. 1,204/16, ampliando la emisión de bonos del Estado para dicho propósito.

El 15 de septiembre de 2015, la Compañía recibió la cantidad de 2,020 mediante bonos BONAD 2018 con un valor nominal de un US cada uno y 8,081 mediante bonos BONAR 2024 con un valor nominal de un US cada uno, basado en el Decreto No. 1,330/15 mencionado anteriormente.

2.5.4 Regalías y otros cánones

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 exponen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del costo de ventas.

Como parte de las extensiones mencionadas en la Nota 29.3, se incluye un cánón extraordinario sobre la producción del 3% para las áreas convencionales de Entre Lomas Bajada del Palo y del 6.5% para Agua Amarga.

Adicionalmente producto de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos (“CENCH”) (Ver Nota 29.3), se estableció un porcentaje de regalías sobre la producción del 12%.

B- México

2.5.5 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.

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

2.5.6 Agencia Gubernamental Autorizada

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.

2.5.7 Regulaciones del Mercado

De acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el año fiscal de 2017, durante el 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.

2.5.8 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.

2.5.9 Regalías y otros cánones

Las contraprestaciones que se le deben pagar al Estado Mexicano estarán integradas por:

- a) Cuota contractual para la fase exploratoria

Aplica para aquellas áreas que no cuenten con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, y se calculan mensualmente aplicando la cuota establecida por cada kilómetro cuadrado que comprenda el área contractual.

- b) Regalías

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando el porcentaje contractual al precio de venta. El porcentaje contractual 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 3 Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos.

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia formule juicios y estimaciones futuros, así como de la aplicación de juicios críticos y de 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 el impacto más 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 21.3, 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 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 de recuperación.

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.

3.1.3 Combinaciones de negocios

El método de adquisición implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios, en la fecha de adquisición.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2.3.3.

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.

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La Compañía tiene un crédito mercantil de 28,484 en su estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 (Nota 14), principalmente relacionados con la combinación inicial de negocios (Nota 31). Para propósitos de la prueba de deterioro, el crédito mercantil generado a través de las adquisiciones de PELS A y APCO (Ver Notas 31.1 y 31.3) se ha asignado a la UGE concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas en Argentina al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

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.

Al probar el crédito mercantil por deterioro, la Compañía utiliza el enfoque descrito en la Nota 3.2.2.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, no se reconocieron pérdidas por deterioro.

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. Una vez integradas las operaciones provenientes de las combinaciones de negocios mencionadas en la Nota 31, la Compañía ha determinado las siguientes: UGEs en Argentina (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. Así mismo la Compañía ha identificado la siguiente UGE en México: (i) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas.

Para evaluar si existe evidencia de que una UGE podría estar deteriorada, se analizan las fuentes de información tanto externas como internas, siempre que los eventos o cambios en las circunstancias indiquen que el valor 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 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 recuperable de cada UGE se estima a través de dos métodos: (i) valor actual de los flujos de efectivo netos futuros y; (ii) comparables del mercado. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la Compañía, son las principales fuentes de información para la determinación del valor de uso.

Como paso inicial en la preparación de estos planes, la Compañía establece diversos supuestos sobre las condiciones del mercado, como los precios del petróleo, el gas natural, los tipos de cambio y las tasas de inflación. 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 un tipo 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 propiedades, 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.

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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Tasas de descuento (después de impuestos)	12.6%	11.9%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	18.6%	17.7%
Precios del Petróleo crudo, GLP y del Gas Natural		
Petróleo crudo - Brent (US/bbl.)		
2019	-	70.0
2020	60.0	71.3
2021	60.4	69.6
Gas natural - Precios locales (US/MMBTU)		
2019	-	4.6
En adelante	3.5	4.6
GLP - Precios locales (US/Tn.)		
2019	-	430
En adelante	300	430

- **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 a la utilidad utilizada es la tasa impositiva vigente en Argentina del 30% para 2020 en adelante (Ver Nota 32). 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").

El costo del capital se deriva del rendimiento esperado de la inversión por parte de los inversionistas de la Compañía que surgen del Modelo de Valoración de Activos de Capital. El costo de la deuda se deriva del costo de los bonos corporativos de 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 o gas natural producido en cada una de las UGE. La evolución de los precios de Brent se estimó con las proyecciones medias de analistas de diferentes bancos sobre el precio de Brent.

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 UGE. El precio del gas se ajusta linealmente por el valor calorífico del gas producido de cada una de las UGE.

El supuesto a largo plazo de la Compañía para los precios del petróleo es similar al reciente precio de mercado que refleja el juicio de 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- Producción y volúmenes de reservas: el nivel de producción futuro estimado en todas las pruebas de deterioro se basa en las reservas probadas y probables, y en suposiciones sobre los precios futuros de los productos básicos, los costos de producción y desarrollo, las tasas de disminución de campo, los regímenes fiscales actuales y otros factores. Las proyecciones de producción y los supuestos de reservas se basaron en los informes de reservas auditados por consultores externos, y se aplicaron adicionalmente distintos factores de éxito (entre 70% y 100%) para determinar el valor esperado de cada tipo de reserva.

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2019, 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 los siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Tasa de descuento	+/- 100 puntos básicos	+/- 100 puntos básicos
<u>Valor en libros</u>	- / -	- / -
Precios esperados del Petróleo Crudo, Gas natural y GLP	+/- 10%	+/- 10%
<u>Valor en libros</u>	- / -	- / (9,707)

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 2019 y 2018, el valor neto en libros de propiedades, planta y equipos y activos intangibles se muestra en las Notas 13 y 14, respectivamente.

No se reconocieron pérdidas por deterioro o recuperación durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

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 períodos y la variabilidad de la tasa de descuento. El monto recuperable se basó en la estimación de la Compañía del valor de uso y el valor razonable de las UGEs no convencionales, mediante el uso de comparables de mercado al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

3.2.3 Impuesto a la utilidad corriente y diferido / Impuesto a la utilidad mínima presunta

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 a la utilidad 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 imponibles futuros en los períodos 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los supuestos sobre la generación de ganancias imponibles 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 desmantelamiento; 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 de pozos

Las obligaciones por taponamiento de pozos al final de la vida de la concesión, requiere 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 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 valor en libros al 31 de diciembre de 2019 y 2018 de las obligaciones por taponamiento de pozos es de 21,748 y 16,253, respectivamente (Ver Nota 21.1).

3.2.5 Reservas de petróleo y gas

La propiedad, planta y equipos de petróleo y gas es depreciada utilizando el método de unidades de producción ("UDP") sobre el total de reservas probadas. Las reservas se refieren a los volúmenes de petróleo y gas que son económicamente producibles, en las áreas donde la Compañía opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre los cuales la Compañía tiene derechos de explotación, incluidos los volúmenes de petróleo y gas relacionados con los acuerdos de servicio bajo los cuales la Compañía no tiene derechos de propiedad sobre las reservas o los hidrocarburos obtenidos y los estimados que se producirán para la empresa contratante en virtud de contratos de servicios.

La vida útil de cada activo de la propiedad, planta y equipos se evalúa al menos una vez al año y se toma en consideración tanto las limitaciones de vida física del bien, como las evaluaciones de las reservas económicamente recuperables del campo en el que se encuentra el activo.

Existen numerosas incertidumbres en la estimación de reservas probadas y los planes futuros de producción, costos de desarrollo y precios, incluidos varios factores que escapan al control del productor. La estimación de las reservas por parte de los ingenieros es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones subterráneas que implica un cierto grado de incertidumbre. Las estimaciones de reservas dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geológicos disponibles a la fecha de la estimación y de la interpretación y el juicio de los mismos.

Las estimaciones de reservas son ajustadas cuando es justificada por los cambios en la evaluación de criterios o al menos una vez al año. Estas reservas se basan en los informes de los profesionales de consultoría de petróleo y gas.

La Compañía utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de la depreciación de los activos utilizados en las áreas de petróleo y gas, así como también para evaluar la recuperabilidad de estos activos (Ver Notas 3.2.1, 3.2.2, 13 y Nota 34).

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 útil esperada 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 las SOP 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 33.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 4. Información por segmento

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 Comité considera como un segmento único el negocio de exploración y producción de gas natural, GLP y petróleo crudo (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.

Al 31 de diciembre de 2018, todos los ingresos derivan de clientes externos argentinos. Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 la Compañía generó el 99% de sus ingresos de clientes externos en Argentina y el 1% en México.

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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Argentina	982,397	871,313
México	30,165	29,684
Total activos no corrientes	1,012,562	900,997

Nota 5. Ingresos por ventas a clientes

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Ventas de bienes	415,976	331,336
Ingresos por ventas a clientes Reconocido en un momento determinado	415,976	331,336

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 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Ingresos por ventas de petróleo crudo	338,272	260,079
Ingresos por ventas de gas natural	71,524	65,164
Ingresos por ventas de GLP	6,180	6,093
Ingresos por contratos con clientes	415,976	331,336

Canales de distribución	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Refinerías	338,272	260,079
Industrias	39,279	51,240
Distribuidores minoristas de gas natural	26,452	10,254
Comercialización de GLP	6,180	6,093
Gas natural para generación eléctrica	5,793	3,670
Ingresos por contratos con clientes	415,976	331,336

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 y gas natural. Los ingresos se generan principalmente a partir de la venta de petróleo producido, gas natural y GLP a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costos de ventas

Nota 6.1. Costos de operación

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Honorarios y compensación por servicios	67,209	55,813
Consumo de materiales y reparaciones	17,062	9,694
Salarios y contribuciones sociales	10,943	7,353
Servidumbre y cánones	9,632	7,147
Transporte	2,914	2,204
Beneficios a empleados	2,836	1,421
Gastos generales	3,835	2,613
Total costos de operación	114,431	86,245

Nota 6.2. Fluctuación del inventario de crudo

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Inventario de petróleo al inicio del ejercicio (Nota 18)	2,722	-
Más: Variación del año		
Incorporación de inventarios por adquisición de negocios	-	3,963
Menos: Inventario de petróleo al cierre del ejercicio (Nota 18)	(3,032)	(2,722)
Total fluctuación del inventario de crudo	(310)	1,241

Nota 7. Gastos de ventas

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Impuestos, tasas y contribuciones	13,115	10,349
Transporte	9,596	5,878
Impuesto sobre transacciones bancarias	4,495	4,390
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas (Nota 16)	(118)	539
Honorarios y compensación por servicios	50	158
Otros	-	27
Total gastos de ventas	27,138	21,341

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Salarios y contribuciones sociales	10,958	6,975
Pagos basados en acciones	10,655	4,021
Honorarios y compensación por servicios	9,603	11,066
Beneficios a empleados	6,055	2,366
Impuestos, tasas y contribuciones	1,718	951
Publicidad y promoción institucional	1,179	342
Otros	2,232	1,401
Total gastos generales y de administración	42,400	27,122

Nota 9. Gastos de exploración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Gastos geológicos y geofísicos	676	637
Total gastos de exploración	676	637

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

Nota 10.1 Otros ingresos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Servicios de terceros ⁽¹⁾	3,165	2,641
Total otros ingresos operativos	3,165	2,641

⁽¹⁾ Incluye servicios prestados a clientes que no corresponden a la actividad principal de la Compañía.

10.2 Otros gastos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Gastos de reestructuración ⁽¹⁾	(3,244)	(12,018)
Provisión de obsolescencia de inventarios ⁽²⁾	(972)	(1,125)
Provisión por remediación ambiental (Nota 21)	(816)	(1,168)
Provisión para contingencias (Nota 21)	(422)	(240)
Costos de transacciones de combinaciones de negocio (Nota 31)	-	(2,380)
Otros	(726)	(1,166)
Total otros gastos operativos	(6,180)	(18,097)

⁽¹⁾ La Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos de honorarios y otros gastos no recurrentes: (i) 2,577 relacionados a la creación de un nuevo negocio de midstream mencionado en la Nota 27 y; (ii) 667 relacionados a la reorganización de la estructura del Grupo.

⁽²⁾ Incluye 360 relacionados con materiales y repuestos corrientes, y 612 relacionados con materiales y repuestos no corrientes por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 11. Resultados Financieros

11.1 Ingresos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Intereses financieros	1,328	2,125
Intereses sobre bonos del gobierno a costo amortizado	2,442	407
Total ingresos por intereses	3,770	2,532

11.2 Gastos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Intereses por préstamos (Nota 17.2)	(34,159)	(15,546)
Otros intereses	(4)	(200)
Total gastos por intereses	(34,163)	(15,746)

11.3 Otros resultados financieros

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado (Nota 17.2)	(2,076)	(14,970)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 17.5.1)	6,840	(8,860)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(2,991)	3,005
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(10)	(2,743)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	873	1,415
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 2.2)	(1,561)	-
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 21)	(1,723)	(897)
Otros	(67)	(366)
Total otros resultados financieros	(715)	(23,416)

Nota 12. Ganancias (pérdidas) por acción

a) Básica

Las ganancias (pérdidas) básicas por acción se calculan dividiendo los resultados atribuibles a los tenedores de intereses del capital 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 atribuibles a los tenedores de intereses del capital 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 del negocio continuo. 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 de las operaciones continuas.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
(Pérdida) neta del ejercicio	(32,723)	(29,850)
Número promedio ponderado de acciones comunes	80,068	56,609
(Pérdida) básica y diluida por acción (en US por acción)	(0.409)	(0.527)

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía tiene las siguientes acciones comunes potenciales que son anti-dilutivas y, por lo tanto, están excluidas del número promedio ponderado de acciones comunes a los efectos de las (pérdidas) / ganancias por acción diluidas:

- (i) 21,666,667 acciones Series A relacionadas con los 65,000,000 de Títulos Opcionales Serie A (Ver Nota 20.1);
- (ii) 9,893,333 relacionados con los 29,680,000 de Títulos Opcionales (Ver Nota 20.1);
- (iii) 1,666,667 relacionados con 5,000,000 de Título de suscripción de Acciones (“FPA”) (Ver Nota 20.1) y;
- (iv) 8,432,068 de acciones Series A que serán usadas en el LTIP para los empleados y no están garantizadas como parte del LTIP.

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

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
(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 2018 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 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Incorporación por adquisición de negocios de PELS A (Nota 31)	296	7,351	59,564	236,406	4,496	4,615	312,728
Incorporación por adquisición de negocios de JdM y Medanito (Nota 31)	1,818	1,726	-	78,298	4,254	-	86,096
Incorporación de adquisición de negocios de APCO (Nota 31)	89	2,188	300,997	73,275	1,675	2,162	380,386
Altas	18	1,116	9,000	4,732	117,348 ⁽²⁾	18,085	150,299
Transferencias	-	3,459	-	44,090	(32,178)	(15,371)	-
Bajas	-	(175)	(18,255) ⁽¹⁾	(11,839)	(4,902)	-	(35,171)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	2,221	15,665	351,306	424,962	90,693	9,491	894,338
Depreciación acumulada							
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación del período.	(14)	(1,529)	(1,426)	(71,006)	-	-	(73,975)
Bajas	-	175	-	184	-	-	359
Saldos al 31 de diciembre de 2018	(14)	(1,354)	(1,426)	(70,822)	-	-	(73,616)
Valor neto							
Al 31 de diciembre de 2018	2,207	14,311	349,880	354,140	90,693	9,491	820,722

(1) Las bajas de propiedad de petróleo y gas por el año 2018 están relacionadas con el acuerdo de intercambio de activos de la propiedad de petróleo y gas de Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO") y de petróleo y gas Águila Mora. Esta transacción no generó movimientos de efectivo.

(2) Las altas de obras en curso incluyen pozos de la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora por 13,157 (Nota 29.3.5). Esta transacción no generó movimientos de efectivo.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción ⁽¹⁾	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	2,221	15,665	351,306	424,962	90,693	9,491	894,338
Altas	224	83	261	4,596	142,791	96,624	244,579
Transferencias	-	4,697	1,509	229,244	(157,959)	(77,491)	-
Bajas	-	(34)	-	(112)	-	(1,170)	(1,316)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,445	20,411	353,076	658,690	75,525	27,454	1,137,601
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	(14)	(1,354)	(1,426)	(70,822)	-	-	(73,616)
Depreciaciones del año	(75)	(2,518)	(18,063)	(126,323)	-	-	(146,979)
Bajas	-	34	-	26	-	-	60
Saldos al 31 de diciembre de 2019	(89)	(3,838)	(19,489)	(197,119)	-	-	(220,535)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,356	16,573	333,587	461,571	75,525	27,454	917,066

⁽¹⁾ Las altas de pozos e instalaciones de producción incluyen 4,141 de la reestimación de la obligación por taponamiento de pozos.

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 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(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 2018, son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		Licencias Software	Derechos de exploración	Total
<u>Costo</u>				
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-
Incorporación por combinación de negocios (Nota 31)	28,484	911	-	911
Altas	-	1,805	29,681	31,486
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	2,716	29,681	32,397
<u>Amortización acumulada</u>				
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-
Amortización del año	-	(797)	-	(797)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-	(797)	-	(797)
<u>Valor neto</u>				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	1,919	29,681	31,600

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019, son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		Licencias Software	Derechos de exploración	Total
<u>Costo</u>				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	2,716	29,681	32,397
Altas	-	4,225	-	4,225
Bajas	-	-	(278)	(278)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	6,941	29,403	36,344
<u>Amortización acumulada</u>				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-	(797)	-	(797)
Amortización del año	-	(1,518)	-	(1,518)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	-	(2,315)	-	(2,315)
<u>Valor neto</u>				
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	4,626	29,403	34,029

El crédito mercantil surge de la combinación de negocios (Nota 31) 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Para fines de pruebas de deterioro, el crédito mercantil adquirido a través de combinaciones de negocios ha sido asignado en su totalidad a la UGE concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas. Las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica estimada de tres años.

Los derechos de exploración se relacionan con la adquisición del 50% de la participación en el trabajo en tres propiedades de petróleo y gas en los cuales Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I. de C.V. ("Jaguar") y Pantera Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. ("Pantera") eran licenciatarios (Nota 29.3.10).

Nota 15. 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 2018	Cambios por combinación de negocios	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2018
Otras cuentas por cobrar	-	523	1,253	-	1,776
Beneficios a empleados	-	1,841	(2,134)	891	598
Provisiones	-	5,346	264	-	5,610
Partidas que generan activos por impuesto sobre la renta diferido	-	7,710	(617)	891	7,984
Propiedad, planta y equipos	-	(129,907)	(10,329)	-	(140,236)
Costos de transacción	-	-	(1,351)	-	(1,351)
Activos intangibles	-	(74)	19	-	(55)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	(1)	1	-	-
Inventarios	-	-	(40)	-	(40)
Otros	-	(401)	342	-	(59)
Partidas que generan pasivos por impuesto sobre la renta diferido	-	(130,383)	(11,358)	-	(141,741)
Total de partidas que generan impuesto sobre la renta diferido, neto	-	(122,673)	(11,975)	891	(133,757)
	Al 1 de enero de 2019	Ganancia (pérdida)	Otros movimientos del patrimonio	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2019
Inversiones corrientes	-	523	-	-	523
Otras cuentas por cobrar	1,776	(619)	-	-	1,157
Beneficios a empleados	598	635	-	394	1,627
Pago basado en acciones	-	-	1,166	-	1,166
Pérdidas fiscales	-	7,345	-	-	7,345
Provisiones	5,610	1,250	-	-	6,860
Activos por derecho de uso, netos	-	65	-	-	65
Partidas que generan activos por impuesto sobre la renta diferido	7,984	9,199	1,166	394	18,743
Propiedad, planta y equipos	(140,236)	2,168	-	-	(138,068)
Costos de transacción	(1,351)	(249)	-	-	(1,600)
Activos intangibles	(55)	(716)	-	-	(771)
Inventarios	(40)	(1,311)	-	-	(1,351)
Otros	(59)	56	-	-	(3)
Crédito por ajuste por inflación estático y dinámico	-	(23,493)	-	-	(23,493)
Partidas que generan pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(141,741)	(23,545)	-	-	(165,286)
Total de partidas que generan impuesto sobre la renta diferido, neto	(133,757)	(14,346)	1,166	394	(146,543)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	476	-
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	476	-
	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido, neto	147,019	133,757
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	147,019	133,757

La composición del impuesto sobre la renta es la siguiente:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Impuesto sobre la renta corriente		
Impuesto sobre la renta corriente / (cargo)	(1,886)	(35,444)
Diferencia en la estimación del impuesto sobre la renta del año anterior y la declaración de impuestos	-	-
Impuesto sobre la renta diferido		
Relativo al origen y reversión de diferencias temporales	(14,346)	(11,975)
Impuesto sobre la renta (gasto) en el estado de resultados consolidado	(16,232)	(47,419)
Impuesto diferido con cargo a otros resultados integrales	394	891
Total impuesto sobre la renta (gasto)	(15,838)	(46,528)

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 a la utilidad:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
(Pérdida) / Utilidad antes de impuesto sobre la renta	(16,491)	17,569
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	4,947	(5,271)
Ítems que ajustan el impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	(1,782)	(6,195)
Ajuste por inflación (Nota 32.1)	(31,796)	-
Efecto sobre la medición de partidas monetarias y no monetarias a moneda funcional	15,395	(39,187)
Pérdidas fiscales y otros activos por impuestos diferidos no reconocidos	(7,285)	(18,190)
Actualización pérdidas fiscales	1,675	-
Efecto relacionado con el cambio de la tasa impositiva del año anterior	2,721	21,491
Otros	(107)	(67)
Total impuesto sobre la renta (gasto)	(16,232)	(47,419)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Algunas subsidiarias en México tienen pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas, para las cuales 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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
2027	7,607	7,110
2028	61,979	56,891
2029 en adelante	23,059	-
Total pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas	92,645	64,001

Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corrientes</u>		
Impuesto sobre la renta, neto de retenciones y anticipos	3,039	22,429
Total corriente	3,039	22,429

Nota 16. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
--	-------------------------------	-------------------------------

No Corrientes

Otras cuentas por cobrar:

Pagos anticipados, impuestos y otros:

Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	9,594	10,646
Impuesto sobre la renta mínima presunta	1,462	-
Impuesto a los ingresos brutos	455	496
	11,511	11,142

Activos financieros:

Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	3,600	9,049
Anticipos y préstamos a empleados	772	-
	4,372	9,049
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	15,883	20,191

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
--	-------------------------------	-------------------------------

Corrientes

Cuentas por cobrar:

Cuentas por cobrar de petróleo y gas (neto de estimación por pérdida crediticia)	52,676	55,032
Cheques a depositar	3	883
	52,679	55,915

Otras cuentas por cobrar:

Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:

Impuesto sobre la renta	16,274	3,826
Impuesto al valor agregado	3,953	10,127
Gastos prepagados	1,861	572
Impuesto a los ingresos brutos	1,158	1,938
	23,246	16,463

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos financieros:		
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	7,797	6,899
Préstamos con terceros	1,241	-
Cuentas por cobrar terceros	3,797	2,850
Partes relacionadas (Nota 26)	3,169	186
Programa de estabilidad de precios de GLP	480	151
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	284	1,818
Saldos por operaciones conjuntas	14	-
Subsidio de propano	-	982
Otros	730	786
	<u>17,512</u>	<u>13,672</u>
Otras cuentas por cobrar	<u>40,758</u>	<u>30,135</u>
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	<u>93,437</u>	<u>86,050</u>

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 30 días para las ventas de petróleo y de 65 días para las ventas de gas natural y GLP.

La Compañía cancela 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 está sujeta a actividades de cumplimiento. La Compañía ha reconocido una provisión de cuentas incobrables del 100% por 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 2019 y 2018 las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar vencidas a menos de 90 días ascendían a 6,189 y 11,798 respectivamente, por lo tanto, no se constituyó una provisión por pérdidas crediticias esperadas. Así mismo, se reconoció como provisión para pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar de 100 y 257 respectivamente.

Los movimientos en la provisión para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldo al inicio del año	(257)	-
(Reversión) / Constitución de pérdidas crediticias esperadas (Nota 7)	118	(539)
Diferencias de cambio	39	282
Saldo al cierre del año	<u>(100)</u>	<u>(257)</u>

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 17. Activos financieros y Pasivos financieros

17.1 Préstamos

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>No corriente</u>		
Préstamos	389,096	294,415
Total no corriente	<u>389,096</u>	<u>294,415</u>

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Corriente		
Préstamos	62,317	10,352
Total corriente	62,317	10,352
Total préstamos	451,413	304,767

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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Interés fijo		
Menos de un año	43,370	4,841
De uno a dos años	200,172	14,721
De tres a cinco años	44,932	132,486
Total	288,474	152,048
Interés variable		
Menos de un año	18,947	5,511
De uno a dos años	99,060	14,721
De tres a cinco años	44,932	132,487
Total	162,939	152,719
Total préstamos	451,413	304,767

Ver Nota 17.5.2 para información sobre el valor razonable de los préstamos.

A continuación, se detalla el valor en libros de los préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2019:

Subsidiaria	Banco	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	Banco Galicia, Banco Itaú			150,000	Variable	LIBOR +4.5%		
Vista Argentina	Unibanco, Banco Santander Río y Citibank NA ⁽¹⁾	Julio 2018	US	150,000	Fijo	8%	Julio 2023	306,199
Vista Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Marzo 2019	US	7,000	Fijo	0% a 7%	Marzo 2020	7,007
Vista Argentina	Banco BBVA	Julio 2019	US	15,000	Fijo	9.4%	Julio 2022	15,236
Vista Argentina	Banco BBVA	Diciembre 2019	ARS	725,000	Fijo	62%	Marzo 2020	12,496
Vista Argentina	Banco Galicia	Diciembre 2019	ARS	600,000	Variable	Badlar + 8.2%	Marzo 2021	10,289

⁽¹⁾Durante el plazo del préstamo, la Compañía, a través de sus subsidiarias Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II, debe cumplir con las siguientes restricciones, 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, comenzando con el trimestre cerrado al 30 de septiembre de 2018: “Ratio de Cobertura de Interés Consolidada” significará, para cualquier fecha de determinación, la proporción de (a) EBITDA consolidado para el período de prueba finalizado en dicha fecha sobre (b) Gastos de Intereses Consolidados para dicho período.
- (iii) La relación de deuda neta consolidada ajustada sobre el EBITDA consolidado ajustado de Vista Holding I.

Esta línea de crédito incluye restricciones que restringen, pero no prohíben, entre otras cosas a Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II 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

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2019 y 2018, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

Adicionalmente, Vista Argentina emitió 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, según el siguiente detalle:

Subsidiaria	Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	Obligaciones Negociables	Julio 2019	US	50,000	Fijo	7.88%	Julio 2021	50,109
Vista Argentina	Obligaciones Negociables	Agosto 2019	US	50,000	Fijo	8.5%	Agosto 2022	50,077

Bajo el mencionado Programa de Notas, la Compañía 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.

17.1.1. Financiamiento OPIC

El 11 de septiembre de 2019, el Consejo de Administración de Overseas Private Investment Corporation (“OPIC”) aprobó el otorgamiento de un financiamiento por hasta 300,000 a Vista Argentina y 150,000 a Aleph, por un plazo de hasta 10 años, los cuales se encuentran sujeto a la celebración de los documentos definitivos. A la fecha de estos estados financieros, no se han realizado disposiciones de esta línea de crédito.

17.2 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	304,767	644,630
Ingresos del préstamo puente ⁽¹⁾	-	260,000
Pago de los costos de transacción del préstamo puente	-	(11,904)
Pago del préstamo puente ⁽¹⁾	-	(260,000)
Pago de redención de Acciones Serie A (Nota 20.1)	-	(204,590)
Pasivo capitalizado relacionado con las acciones Serie A ⁽²⁾	-	(442,491)
Intereses por préstamos (Nota 11.2) ⁽²⁾	34,159	15,546
Préstamos recibidos	234,728	300,000
Pagos costos de transacción	(1,274)	(6,376)
Pago de intereses de los préstamos	(32,438)	(5,018)
Pago de capital de los préstamos	(90,233)	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos y costo amortizado (Nota 11.3)	2,076	14,970
Diferencia de cambio	(372)	-
Saldos al cierre del año	451,413	304,767

⁽¹⁾ El 4 de abril de 2018, la Compañía suscribió un acuerdo de préstamo puente con Citibank, NA, Credit Suisse AG y Morgan Stanley Senior Funding, Inc., por un monto de 260,000 el cual sería destinado a la combinación inicial de negocios. Dicho préstamo poseía fecha de vencimiento el 11 de febrero de 2019 e interés de 3.25%, con incrementos trimestrales, alcanzando el 5% hasta la fecha de vencimiento. El reembolso de la totalidad del capital ocurrió el 19 de julio de 2018.

⁽²⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

17.3 Títulos Opcionales

Junto con la emisión de las acciones comunes de la Serie A en la Oferta Pública Inicial, 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.

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 Oferta Pública Inicial 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 mantenidas por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

El 12 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.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los Títulos Opcionales.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 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.

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
<u>No Corriente</u>		
Títulos opcionales	16,860	23,700
Total no corriente	<u>16,860</u>	<u>23,700</u>

17.4 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

	<u>Activos/Pasivos financieros a costo amortizado</u>	<u>Activos/Pasivos financieros a valor razonable</u>	<u>Total activos/pasivos financieros</u>
Al 31 de diciembre de 2019			
Activos			
Bonos del gobierno americano (Nota 22)	7,882	-	7,882
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	3,600	-	3,600
Anticipos y préstamos a empleados (Nota 16)	772	-	772
Total activos financieros no corrientes	<u>12,254</u>	<u>-</u>	<u>12,254</u>

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Al 31 de diciembre de 2019			
Caja y bancos (Nota 19)	139,931	-	139,931
Inversiones corrientes (Nota 19)	111,314	8,783	120,097
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (Nota 16)	52,676	-	52,676
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	7,797	-	7,797
Cuentas por cobrar terceros (Nota 16)	3,797	-	3,797
Partes relacionadas (Nota 16)	3,169	-	3,169
Préstamos con terceros (Nota 16)	1,241	-	1,241
Programa de estabilidad de precios de GLP (Nota 16)	480	-	480
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 16)	284	-	284
Saldos por operaciones conjuntas (Nota 16)	14	-	14
Cheques a depositar (Nota 16)	3	-	3
Otros (Nota 16)	730	-	730
Total activos financieros corrientes	321,436	8,783	330,219
Pasivos			
Préstamos (Nota 17.1)	389,096	-	389,096
Títulos opcionales (Nota 17.3)	-	16,860	16,860
Pasivos por arrendamiento (Nota 2.2)	9,372	-	9,372
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 25)	419	-	419
Total pasivos financieros no corrientes	398,887	16,860	415,747
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 25)	98,269	-	98,269
Préstamos (Nota 17.1)	62,317	-	62,317
Pasivos por arrendamiento (Nota 2.2)	7,395	-	7,395
Total pasivos financieros corrientes	167,981	-	167,981
Al 31 de diciembre de 2018			
Activos			
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	9,049	-	9,049
Total activos financieros no corrientes	9,049	-	9,049
Caja y bancos (Nota 19)	13,254	-	13,254
Inversiones corrientes (Nota 19)	38,862	28,792	67,654
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (Nota 16)	55,032	-	55,032
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	6,899	-	6,899
Cuentas por cobrar a terceros (Nota 16)	2,850	-	2,850
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 16)	1,818	-	1,818
Subsidio de propano (Nota 16)	982	-	982
Cheques a depositar (Nota 16)	883	-	883
Partes relacionadas (Nota 16)	186	-	186
Programa de estabilidad de precios de GLP (Nota 16)	151	-	151
Otros (Nota 16)	786	-	786
Total activos financieros corrientes	121,703	28,792	150,495

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Al 31 de diciembre de 2018	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Pasivos			
Préstamos (Nota 17.1)	294,415	-	294,415
Títulos opcionales (Nota 17.3)	-	23,700	23,700
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 25)	1,007	-	1,007
Total pasivos financieros no corrientes	295,422	23,700	319,122
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 25)	84,334	-	84,334
Préstamos (Nota 17.1)	10,352	-	10,352
Total pasivos financieros corrientes	94,686	-	94,686

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 2019:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	3,770	-	3,770
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(34,163)	-	(34,163)
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado (Nota 11.3)	(2,076)	-	(2,076)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	-	6,840	6,840
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	(2,991)	-	(2,991)
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(10)	-	(10)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	873	873
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(1,561)	-	(1,561)
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	(1,723)	-	(1,723)
Otros resultados financieros (Nota 11.3)	(67)	-	(67)
Total	(38,821)	7,713	(31,108)

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2018:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	2,532	-	2,532
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(15,746)	-	(15,746)
Costos por cancelación anticipada de préstamos (Nota 11.3)	(14,970)	-	(14,970)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	-	(8,860)	(8,860)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	3,005	-	3,005
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(2,743)	-	(2,743)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	1,415	1,415
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	(897)	-	(897)
Otros resultados financieros (Nota 11.3)	(366)	-	(366)
Total	(29,185)	(7,445)	(36,630)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

17.5 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre como la Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

17.5.1 Valor razonable de los activos financieros 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).

La siguiente tabla muestra los activos y pasivos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Bonos del Gobierno y fondos comunes de inversión	8,783	-	-	8,783
Total activo	8,783	-	-	8,783
Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	16,860	16,860
Total pasivo	-	-	16,860	16,860
Al 31 de diciembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Bonos del Gobierno y fondos comunes de inversión	28,792	-	-	28,792
Total activo	28,792	-	-	28,792
Al 31 de diciembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	23,700	23,700
Total pasivo	-	-	23,700	23,700

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2018 al 2019 y del 31 de diciembre de 2017 al 2018.

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 el 31 de diciembre de 2019:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Volatilidad anualizada	22.941%	26.675%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	6.562%	8.575%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	1.697%	2.537%
Vida útil esperada en años	3.31 años	4.27 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. Si el precio de mercado aumentara en 0,10, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 901 al 31 de diciembre de 2019. Si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 878. Si la volatilidad aumentara en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 506. Si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 519 al 31 de diciembre de 2019.

Si el precio de mercado aumentara en 0,10, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 820 al 31 de diciembre de 2018. Si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 828. Si la volatilidad aumentara en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 245. Si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 259 al 31 de diciembre de 2018.

<i>Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3</i>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Saldo del pasivo de título opcionales al comienzo del año	23,700	14,840
Total cambios en el valor razonable de los títulos opcionales: (Pérdida) o ganancia(Nota 10.3)	(6,840)	8,860
Saldo al cierre del año (Nota 17.3)	<u>16,860</u>	<u>23,700</u>

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

17.5.2 Valor razonable de activos financieros 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 2019	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos	451,413	416,845	2
Total pasivos	451,413	416,845	
Al 31 de diciembre de 2018	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos	304,767	286,734	2
Total pasivos	304,767	286,734	

17.6 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros.

17.6.1 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. Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía realizó operaciones de cobertura de tipo de cambio y el impacto de los resultados del año se registraron en “Otros resultados financieros”.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero 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.

17.6.1.1 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 y otras monedas. Al 31 de diciembre de 2019, 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 la evolución de las ventas siguen la evolución de la cotización de esta moneda.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, el ARS se depreció aproximadamente en un 59%.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 33%	+/- 28%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	(20,350) / 20,350	(12,697) / 12,697
Efecto en el patrimonio antes de impuesto	(20,350) / 20,350	(12,697) / 12,697

Ambiente inflacionario en Argentina

La inflación en Argentina ha sido alta durante varios años, pero la inflación de los precios al consumidor (“IPC”) no se informó de manera consistente. Dadas las diferencias en la cobertura geográfica, las ponderaciones, el muestreo y la metodología de varias series de inflación, la inflación promedio del IPC para 2014, 2015 y 2016, y la inflación de fin de período para 2015 y 2016 no se informaron en el Informe Mundial de abril de 2018 del Fondo Monetario Internacional (“FMI”) - Perspectivas económicas. La inflación acumulada a 3 años utilizando diferentes combinaciones de índices de precios al por menor ha superado el 100% desde fines de 2017. Sin embargo, el índice de precios al por mayor, que había estado disponible de manera consistente durante los últimos tres años, era de alrededor del 75% acumulado a diciembre de 2017.

Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, el ARS se devaluó aproximadamente un 59% y 100% respectivamente. Las tasas de interés anual durante el año 2019 y 2018 aumentaron en más del 65% y 60% y la inflación de los precios al por mayor se aceleró considerablemente. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 180% y 140% 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 detallada en la Nota 17.5 de estos estados financieros consolidados:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Variación en bonos del gobierno	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	530 / (530)	1,329 / (1,329)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	366 / (366)	5,096 / (5,096)

Riesgo de tasa de interés en flujo de efectivo y valor razonable

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

de 2019 y 2018, aproximadamente el 36% y 50% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables, de Libor y Badlar más un margen. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la tasa de interés variable para los préstamos denominados en US era del 6.67% y 8.06% respectivamente, y para los préstamos denominados en ARS de 59.90% y 0%, 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.

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

17.6.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito, según las definiciones del departamento comercial 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 2019 y 2018 y en los ingresos por cada año.

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:		
Clientes		
Raizen Argentina S.A. (antes Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.)	34%	31%
Trafigura Argentina S.A.	31%	35%
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	16%	8%

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Raizen Argentina S.A. (antes Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.)	53%	40%
Trafigura Argentina S.A.	45%	34%
Pampa Energía S.A.	-%	13%
YPF S.A.	-%	12%
Gas Natural		
Rafael G. Albanesi S.A.	22%	26%
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	22%	6%

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Metroenergía S.A.	14%	3%
Cía. Inversora de Energía S.A.	7%	13%
San Atanasio Energía S.A.	2%	10%

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.

Se realiza un análisis de deterioro en cada fecha de reporte caso por caso para medir las pérdidas crediticias esperadas. El cálculo refleja el resultado de probabilidad ponderada, el valor temporal del dinero y la información razonable y sustentable que está disponible en la fecha del informe sobre eventos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras.

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 2019	A vencer	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	46,490	6,189	100	-	52,779
Pérdida crediticia esperada	-	-	(100)	-	(100)
					<u>52,679</u>
Al 31 de diciembre de 2018	A vencer	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	44,374	7,965	3,833	-	56,172
Pérdida crediticia esperada	-	-	(257)	-	(257)
					<u>55,915</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.

17.6.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado con la capacidad de la Compañía para financiar sus compromisos y llevar a cabo sus planes de negocios con fuentes financieras estables, así como con el nivel de endeudamiento y el perfil de vencimientos de la deuda financiera. La proyección del flujo de efectivo es realizada por el departamento financiero.

La Gerencia de la Compañía supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para garantizar la suficiencia de efectivo e instrumentos financieros líquidos para satisfacer las necesidades operativas. De esta manera, el objetivo es que la Compañía no infrinja los niveles de endeudamiento o las restricciones, si corresponde, de cualquier línea de crédito. Esas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de la deuda de la Compañía, el cumplimiento de las restricciones y, si corresponde, los requisitos regulatorios o legales externos, tales como, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera.

El exceso de efectivo y los saldos por encima de los requisitos de gestión del capital de trabajo son administrados por el departamento financiero de la Compañía, que los invierte en fondos comunes de inversión y fondos monetarios de mercado seleccionando instrumentos con monedas y vencimientos adecuados, 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A continuación, se detalla la determinación del índice de liquidez de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Activos Corrientes	372,571	185,145
Pasivos Corrientes	193,036	134,118
Índice de liquidez	<u>1.930</u>	<u>1.380</u>

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.

<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
A vencer:			
Menos de un año	105,664	62,317	167,981
De uno a dos años	5,334	299,232	304,566
De dos a cinco años	21,317	89,864	111,181
Total	<u>132,315</u>	<u>451,413</u>	<u>583,728</u>

<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
A vencer:			
Menos de un año	84,334	10,352	94,686
De uno a dos años	1,007	26,471	27,478
De dos a cinco años	23,700	267,944	291,644
Total	<u>109,041</u>	<u>304,767</u>	<u>413,808</u>

Nota 18. Inventarios

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Materiales y repuestos	16,074	15,465
Inventario petróleo crudo (Nota 6.2)	3,032	2,722
Total	<u>19,106</u>	<u>18,187</u>

Nota 19. Caja, bancos e inversiones corrientes

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Bancos	139,931	13,254
Fondos monetarios de mercado	107,041	-
Fondos comunes de inversión	7,756	52,793
Bonos del gobierno	5,300	11,457
Letras del tesoro	-	3,404
Total	<u>260,028</u>	<u>80,908</u>

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A los fines del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen los recursos disponibles en efectivo y en banco y aquellas inversiones con un vencimiento inferior a tres meses. A continuación se muestra una conciliación entre caja, bancos e inversiones corrientes y el efectivo y equivalente de efectivo:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Caja, bancos e inversiones corrientes	260,028	80,908
Menos		
Bonos del gobierno y letras del tesoro	(5,300)	(14,861)
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido ⁽¹⁾	(20,498)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	234,230	66,047

⁽¹⁾Corresponde al efectivo y equivalentes de efectivo de Aleph, el cual sólo puede ser utilizado para los fines mencionados en la Nota 27.

Nota 20. Capital social y gestión del riesgo de capital

20.1 Capital social

El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el capital social de la Compañía del 31 de diciembre del 2018 al 31 de diciembre de 2019:

	Series A Público Inversionista	Series A Colocación Privada	Series B	Series C	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	-	-	25	-	25
Número de acciones	-	-	16,250,000	2	16,250,002
Valor neto de acciones al 4 de abril de 2018	627,582	90,238	-	-	717,820
Número de acciones	65,000,000	9,500,000	-	-	74,500,000
Valor neto de acciones redimidas al 4 de abril de 2018	(204,590)	-	-	-	(204,590)
Número de acciones	(20,340,685)	-	-	-	(20,340,685)
Valor neto de acciones Series B convertidas en acciones Serie A el 4 de abril de 2018	25	-	(25)	-	-
Número de acciones	16,250,000	-	(16,250,000)	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	423,017	90,238	-	-	513,255
Número de acciones	60,909,315	9,500,000	-	2	70,409,317
Valor neto de acciones Serie A del 13 de febrero de 2019	55,000	-	-	-	55,000
Número de acciones	5,500,000	-	-	-	5,500,000
Valor neto de acciones Serie A del 25 de julio de 2019	91,143	-	-	-	91,143
Número de acciones	10,906,257	-	-	-	10,906,257
Acciones Serie A a concederse en LTIP	-	1	-	-	1
Número de acciones	-	317,932	-	-	317,932
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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 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 de Negocios Inicial.

Los fondos recibidos se invirtieron en una cuenta de depósito con garantía en el Reino Unido (la "Cuenta de Fideicomiso") con la sucursal de Citibank N.A. Londres actuando como depositaria; generando un interés. La Compañía utilizaría esos montos en relación con la Combinación de negocios inicial o para reembolsos a los accionistas de la Serie A que ejercieran sus derechos de reembolso.

Después del reconocimiento inicial, los fondos recibidos de las acciones Serie A, netos de los gastos de la oferta, se midieron posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocieron en resultados cuando se cancelaron los pasivos, así como a través del proceso de amortización a través del método de la tasa de interés efectiva.

El 4 de abril de 2018, la Compañía consumó su Combinación de Negocios Inicial, 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 (Nota 33) 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.

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.

La oferta global 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 de negocios inicial revelada en la Nota 31. 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Como se revela en la Nota 33, 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 descrito 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. A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, la Compañía está en proceso de ejecutar dicho Fideicomiso Administrativo.

Durante el ejercicio de 2019, la Compañía emitió 317,932 acciones serie A que se encontraban en su tesorería para concederse en el LTIP.

3) Series B

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el capital social variable de la Compañía es de 87,133,504 y 70,409,315 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 2019 y 2018, el capital común autorizado de la Compañía incluye 41,663,005 y 47,476,668 acciones comunes Serie A que se encuentran en tesorería, y pueden ser usadas con los títulos opcionales, los contratos de compra a plazo y LTIP.

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.

20.2 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 atribuible a los propietarios (capital de los accionistas, más reservas que se muestran en el estado de situación financiera).

El índice de apalancamiento al 31 de diciembre de 2019 y 2018 fue el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Total préstamos y pasivo por arrendamiento	468,180	304,767
Menos: caja, bancos e inversiones corrientes	(260,028)	(80,908)
Deuda neta	208,152	223,859
Total capital contable	603,716	479,657
Índice de apalancamiento	34.00%	47.00%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 21. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
No corriente		
Obligación de taponamiento de pozos	20,987	15,430
Remediación ambiental	159	756
Total no corriente	21,146	16,186
Corriente		
Obligación de taponamiento de pozos	761	823
Remediación ambiental	2,340	2,968
Contingencias	322	349
Total corriente	3,423	4,140

21.1 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, la Compañía debe incurrir en costos asociados con el taponamiento y el abandono de pozos. La Compañía no ha prometido ningún activo para liquidar tales obligaciones.

La provisión de taponamiento y abandono de pozos representa el valor actual de los costos de desmantelamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas, en los que se espera incurrir hasta el final de cada concesión, cuando se espera que los pozos productores de petróleo y gas cesen sus operaciones. Estas provisiones han sido creadas en base a las estimaciones internas de la Compañía o del operador, según corresponda.

Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, por lo que la Compañía considera una base razonable sobre la cual estimar el pasivo futuro. Estas estimaciones se revisan periódicamente para tener en cuenta los cambios sustanciales en los supuestos. Sin embargo, los costos reales de taponamiento y abandono de pozos dependerán en última instancia de los precios futuros del mercado para los trabajos necesarios de taponamiento y abandono. Además, es probable que el momento de taponamiento y abandono del pozo dependa de cuándo los campos dejen de producir a tasas económicamente viables. Esto, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y del gas, que son inherentemente inciertos.

La tasa de descuento en el cálculo de la provisión al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es de 10.59% y 10.03%, respectivamente.

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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	16,253	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 31)	-	26,788
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	1,723	897
Incremento / (disminución) por cambio en estimaciones capitalizadas	4,141	(11,432)
Importes incurridos por utilización	(369)	-
Saldos al cierre del año	21,748	16,253

21.2 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	3,724	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 31)	-	5,046
Aumentos (Nota 10.2)	816	1,168
Diferencias de cambio	(2,041)	(2,490)
Saldos al cierre del año	2,499	3,724

21.3 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.

Los reclamos totales y las acciones legales de la Compañía ascienden a un monto de 469 y 391, de los cuales ha estimado una pérdida probable de 322 y 349 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Además, la Compañía está involucrada en ciertos reclamos relacionados con acciones laborales, civiles, comerciales por 147 y 42, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 28 para obtener detalles adicionales sobre los principales pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión 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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	349	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 31)	-	202
Aumentos (Nota 10.2)	422	240
Diferencias de cambio	(386)	(84)
Importes incurridos por pagos	(63)	(9)
Saldos al cierre del año	322	349

Nota 22. Beneficios a empleados

A continuación se detallan las principales características de los planes de beneficios originalmente otorgados sólo a ciertos empleados de la operación conjunta de Entre Lomas:

- Aplica a empleados de la Compañía que cumplen 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 que trabajan para la Compañía después de deducir los beneficios del sistema de pensiones argentino administrado por la Administración Nacional de Seguridad Social ("ANSES").

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- Al momento de la jubilación, los 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 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 requiere que la Compañía contribuya a un fondo fiduciario. El plan requiere una contribución a un fondo financiado exclusivamente por la Compañía y sin ninguna contribución de los empleados. Los activos del fondo se aportan a un fondo fiduciario y se invierten 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. Al 31 de diciembre de 2019 los fondos se encontraban invertidos en bonos del gobierno Americano y la Compañía no puede disponer de dichos recursos.

Los siguientes cuadros resumen los componentes del gasto neto y la obligación reconocidos en los estados financieros consolidado:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Costo de servicios vigentes	(68)	(99)
Costo de intereses	(152)	(446)
Reducciones	-	177
Total	(220)	(368)

Al 31 de diciembre de 2018			
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al fin del año
Saldos al inicio del año	-	-	-
Incremento por adquisición de negocios	(14,071)	7,732	(6,339)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(99)	-	(99)
Costo de intereses	(446)	(20)	(466)
Reducciones	177	-	177
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
Ganancias actuariales	2,698	-	2,698
Pagos de beneficios	727	(727)	-
Pago de contribuciones	-	727	727
Saldos al cierre del año	(11,014)	7,712	(3,302)

Al 31 de diciembre de 2019			
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al final del año
Saldos al inicio del año	(11,014)	7,712	(3,302)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(68)	-	(68)
Costo de intereses	(541)	389	(152)
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
(Pérdidas) actuariales	(1,358)	(219)	(1,577)
Pagos de beneficios	630	(630)	-
Pago de contribuciones	-	630	630
Saldos al cierre del año	(12,351)	7,882	(4,469)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada ejercicio por categoría es el siguiente:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Bonos del gobierno americano	7,882	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	7,712
Total	<u>7,882</u>	<u>7,712</u>

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.

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Menos de un año	871	743
De uno a dos años	851	825
De dos a tres años	836	811
De tres a cuatro años	856	800
De cuatro a cinco años	839	783
De seis a diez años	4,554	3,869

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Tasa de descuento	5%	5%
Tasa de retorno de activos	5%	-
Aumento de salario		
Hasta 35 años	1%	1%
De 36 a 49 años	1%	1%
Más de 50 años	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 fuera 100 puntos base más alta (más baja), la obligación por beneficios definidos disminuiría en 1,156 (aumento en 1,379) al 31 de diciembre de 2019.

Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 179 (disminución en 198) al 31 de diciembre de 2019.

Los análisis de sensibilidad detallados se han determinado en función de 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 ejercicio 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 23. Salarios y contribuciones sociales

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corriente</u>		
Salarios y contribuciones sociales	3,467	925
Provisión por gratificaciones y bonos	9,086	5,423
Total corriente	12,553	6,348

Nota 24. Otros impuestos y regalías por pagar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corriente</u>		
Regalías	4,539	5,467
Retenciones de impuestos	866	909
Impuesto al valor agregado	597	-
Impuesto sobre los ingresos brutos	-	139
Otros	38	-
Total corriente	6,040	6,515

Nota 25. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>No Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural ("SGIC")	419	1,007
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	419	1,007
<u>Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	59,264	73,609
Total cuentas por pagar corrientes	59,264	73,609
Otras cuentas por pagar:		
Partes relacionadas (Notas 26 y 27)	24,839	-
Otros pasivos- Opción de venta (Nota 27)	12,661	-
Canon extraordinario por el SGIC	1,436	769
Saldos con socios de operaciones conjuntas	69	1,023
Pasivo por extensión de la concesión de Bajada del Palo (Nota 29.3.2)	-	7,899
Honorarios directores	-	1,034
Total otras cuentas por pagar corrientes	39,005	10,725
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	98,269	84,334

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas 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 26. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 proporciona información sobre la estructura de la Compañía.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La siguiente tabla proporciona el monto total de los saldos que se han realizado con partes relacionadas durante el año:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Otras cuentas por cobrar		
Corrientes		
REL Amsterdam ⁽¹⁾	2,355	-
Aleph Midstream Holding L.P. ⁽¹⁾	814	-
Riverstone Vista Capital Partners L.P.	-	186
	<u>3,169</u>	<u>186</u>

⁽¹⁾ Corresponde a préstamos otorgados a inversores de Aleph, detallados en la Nota 27.

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Otras cuentas por pagar		
Corrientes		
REL Amsterdam ⁽¹⁾	24,032	-
Aleph Midstream Holding L.P. ⁽¹⁾	807	-
	<u>24,839</u>	<u>-</u>

⁽¹⁾ Incluye otras cuentas por pagar originadas con el acuerdo de inversión de Aleph, referente a la cláusula de Opción de Venta. Ver Nota 27.

Los saldos pendientes al final de cada año no están garantizados y la liquidación se realiza en efectivo. No ha habido garantías proporcionadas o recibidas por ninguna parte relacionada con las cuentas por cobrar o por pagar para los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2019 y 2018. La Compañía no ha registrado ningún deterioro de cuentas por cobrar con respecto a los montos adeudados por partes relacionadas. Esta evaluación se realiza al final de cada año, a través del examen de la situación financiera de la parte relacionada y el mercado en el que opera la misma.

Remuneración del personal directivo

A continuación se detallan los montos reconocidos en el estado de resultados y otros resultado integrales consolidados, relacionados con el personal clave de la compañía:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Beneficios de corto plazo	9,080	5,368
Transacciones de pagos basados en acciones	9,175	3,533
Compensación total pagada al personal clave	<u>18,255</u>	<u>8,901</u>

Nota 27. Aleph Midstream

Hasta el 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 inversores”), 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 Directorios de la Compañía y Aleph, respectivamente, resolvieron iniciar las gestiones conducentes a la ejecución de una escisión-fusión de conformidad con las siguientes pautas: (i) escisión por parte de Vista 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A partir de la fecha de la escisión, Aleph está en condiciones de asumir la explotación de los activos divididos por Vista. El proceso de fusión está pendiente de aprobación por la Comisión Nacional de Valores de la República Argentina y el correspondiente Registro Público de Comercio.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía ha obtenido solo una de las concesiones de transporte (Ver Nota 30) y no se han cumplido las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de inversión antes mencionado. El mismo determina que si la Compañía no obtiene todos los títulos de concesión antes de que los inversores hayan aportado 75,000 en Aleph o hayan transcurrido 11 meses desde la fecha efectiva del acuerdo de inversión; los mismos tendrán derecho a ejercer la Opción de Venta ("Put - Option") de su participación en el capital social de Aleph; la cual al 31 de diciembre de 2019 asciende a 37,500 (Ver Nota 35) el cuál ha sido reconocido como un pasivo corriente en los estados financieros consolidados.

Como consecuencia a lo mencionado precedentemente, al 31 de diciembre de 2019 la Compañía está expuesta a todos riesgos y/o rendimientos variables por su participación en Aleph, por lo tanto ha considerado que tiene control sobre Aleph y ha consolidado la información financiera de la misma.

Nota 28. Compromisos y contingencias

Para una descripción de los compromisos y contingencias de la Compañía con respecto a sus propiedades petróleo y gas. (Ver Nota 29.3).

28.1 Acuerdo de productores y refinadores

En enero de 2003 el Poder Ejecutivo Nacional de Argentina ("PEN") requirió que los productores y refinadores de petróleo firmaran un acuerdo para fijar el precio del West Texas Intermediate ("WTI") el cual es usado como base para determinar los precios de venta de petróleo en 28.5 US/bbl hasta el 30 de abril de 2004, fecha en la cual finalizó la vigencia del acuerdo. En función de las disposiciones del mismo, las diferencias que se generaron entre el precio del WTI y el límite de referencia de 28.5 US/bbl, serían pagados en el momento que el WTI estuviese por debajo de 28.5 US/bbl, garantizando de esta manera que la Compañía continuase cobrando al menos el valor de referencia antes mencionado.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las diferencias acumuladas entre los precios reales de WTI y el límite de referencia representa un activo contingente para la Compañía de aproximadamente 12,013 y 11,608, respectivamente, que solo se perfeccionará como ingreso y se registrará contablemente cuando se tenga certeza sobre su cobranza.

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

El 1 de julio de 2004, PELS A fue notificada sobre una queja presentada en su contra. En agosto de 2003, ASSUPA demandó a 18 compañías que operan concesiones de explotación y permisos de exploración en la Cuenca neuquina, siendo PELS A 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"). PELS A 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 PELS A 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 la CSJN ordenó que Vista Argentina presente la documental correspondiente a la contestación de demanda para conferirle traslado a la actora.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

28.3 Compromisos de contratos de arrendamiento

La Compañía cuenta con diversos contratos de arrendamiento que aún no han comenzado al 31 de diciembre de 2019. Los pagos futuros para estos arrendamientos son 1,713 para el 2020 y 5,180 para los años 2021 y 2022.

Nota 29. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

29.1 Consideraciones generales

Las áreas hidrocarburíferas son operadas mediante el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación por parte del gobierno nacional o provincial bajo la base de la libre disponibilidad de los hidrocarburos que se producen.

29.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2019, 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
<u>Argentina</u>				
25 de Mayo - Medanito S.E.	Río Negro	100%	Vista Argentina	2026
Jagüel de los Machos	Río Negro	100%	Vista Argentina	2025
Bajada del Palo Este	Neuquén	100%	Vista Argentina	2053
Bajada del Palo Oeste	Neuquén	100%	Vista Argentina	2053
Entre Lomas	Río Negro	100%	Vista Argentina	2026
Entre Lomas	Neuquén	100%	Vista Argentina	2026
Agua Amarga - "Charco del Palenque"	Río Negro	100%	Vista Argentina	2034
Agua Amarga - "Jarilla Quemada"	Río Negro	100%	Vista Argentina	2040
Coirón Amargo Sur Oeste	Neuquén	10%	O&G Development Ltd. S.A.	2053
Coirón Amargo Norte	Neuquén	55%	Vista Argentina	2036
Acambuco - "San Pedrito"	Salta	1.5%	Pan American Energy	2036
Acambuco - "Macueca"	Salta	1.5%	Pan American Energy	2040
Sur Río Deseado Este	Santa Cruz	16.9%	Alianza Petrolera Argentina S.A.	2021
Águila Mora	Neuquén	90%	Vista Argentina	2054
<u>México</u>				
Bloque CS-01	Tabasco	50%	Jaguar	2047
Bloque A-10	Tabasco	50%	Jaguar	2047
Bloque TM-01	Tabasco	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 contabilizan 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 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos		
Activos no corriente	8,221	14,950
Activo corriente	3,026	1,488
Pasivo		
Pasivo no corriente	918	483
Pasivo corriente	3,374	3,307

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Costos de producción	(9,103)	(12,120)
Gastos de venta	(106)	(46)
Gastos generales y administración	(1,488)	(230)
Gastos de exploración	(667)	(2)
Otros gastos e ingresos operativos	(74)	(390)
Resultados financieros, netos	(961)	988
Costos y gastos totales del año	(12,399)	(11,800)

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

29.3.1 Área Entre Lomas

Vista Argentina (anteriormente “PELSA”) es el operador y titular del 100% de las concesiones para la explotación de hidrocarburos en el área Entre Lomas (“ELO”), ubicadas en la Provincia de Río Negro y Neuquén. Los contratos de concesión, renegociados en 1991 y 1994, respectivamente, otorgaban la libre disponibilidad de petróleo crudo y gas natural producido, y determinaban el plazo de ambas concesiones hasta el 21 de enero de 2016.

El 9 de diciembre de 2014 Vista Argentina llegó a un acuerdo de renegociación con la Provincia de Río Negro por la concesión del área ELO, aprobado por Decreto Provincial No. 1,706/2014, mediante el cual se prorrogó por el término de diez (10) 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 diez (10) años el contrato de concesión de ELO correspondiente a la Provincia del Neuquén hasta el mes de enero de 2026. De conformidad con el acuerdo de extensión, Vista Argentina acordó invertir la totalidad de ARS 237 millones en futuras actividades de explotación y exploración a desarrollar en la concesión de explotación mencionada. Las regalías aumentaron de la tasa 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.

29.3.2 Área Bajada del Palo

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 CENCH, denominadas Bajada del Palo Este y Bajada del Palo Oeste por un plazo de treinta y cinco (35) años e incluyen el pago de regalías por 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 se comprometió a pagar a la Provincia del Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de explotación por un total de aproximadamente 1,168, (ii) Bono de Infraestructura por un total de aproximadamente 2,796; (iii) en términos de Responsabilidad Social Corporativa, un monto de aproximadamente 3,935; (iv) un plan importante para el desarrollo y exploración de reservas. Asimismo, Vista Argentina pagó la cantidad de aproximadamente 1,102 en concepto de impuesto de sellos. Referirse a la Nota 29.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

29.3.3 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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 veinticinco (25) 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 1 de diciembre de 2011.

Posteriormente, la autoridad de aplicación de la Provincia de Río Negro aprobó la inclusión del sector Charco del Palenque Sur a la concesión otorgada anteriormente de Charco del Palenque, mediante el Decreto Provincial No. 1,199 de fecha 6 de agosto de 2015. Además, en la misma fecha, el Decreto Provincial No. 1,207 otorgó a Vista Argentina la concesión de explotación del lote Jarilla Quemada.

La concesión de explotación sobre el lote Charco del Palenque está vigente hasta el año 2034 y la concesión de explotación sobre el lote "Jarilla Quemada" está vigente hasta el año 2040.

29.3.4 Coirón Amargo Norte y Coirón Amargo Sur Oeste

Originalmente, la Unión Transitoria de Empresas ("UTE") 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 UTE 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").

CAN quedó integrada por 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 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 adquirida de G&P de 6.11%.

Con respecto a CASO los operadores conjuntos inicialmente fueron APCO SAU (actualmente Vista Argentina) con el 45% de participación, O&G Development Ltd S.A. 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. Referirse a la Nota 29.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

Los socios de CASO son actualmente Vista Argentina, O&G y G&P con un porcentaje de participación del 10%, 80% y 10% respectivamente, siendo O&G el operador designado del área. 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 años, venciendo en consecuencia en el año 2053.

Al igual que en el área CAN, los socios de CASO mantienen un acuerdo de "Carry Petrolero" por la participación de G&P, incluyendo Vista Argentina su participación en esta operación conjunta por el 11.11%.

29.3.5 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 subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc., una participación no operativa del 35% en la propiedad de petróleo y gas de CASO, (ii) O&G cedió a Vista Argentina una

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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. 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 de Swap Águila Mora. 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 años contados a partir del 29 de noviembre de 2019 (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 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 su participación en esta operación conjunta por el 100%. Referirse a Nota 29.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

29.3.6. 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 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 diez (10) 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. El 11 de julio de 2019 se emitió el Decreto No. 806/19 de la Provincia de Río Negro, mediante el cual la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia de Río Negro aprobó esta cesión.

29.3.7. 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 existente a esa fecha 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 1,708/08 de la Provincia de Río Negro se extendió la concesión de explotación por diez (10) 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”. El 11 de julio de 2019 se emitió el Decreto No. 806/19 de la Provincia de Río Negro, mediante el cual la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia de Río Negro aprobó esta cesión.

29.3.8. Acambuco

La Compañía tiene una participación del 1.5% en la concesión de explotación denominada Acambuco, ubicada en la cuenca Noroeste, Provincia de Salta. El operador de la concesión de explotación es Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), que posee una participación del 52%. Los restantes socios son: YPF S.A., Shell Argentina S.A., y Northwest Argentina Corporation con una participación del 22.5%, 22.5% y 1.5%, respectivamente.

Con fecha 14 de febrero de 2001 los titulares de la concesión solicitaron la Declaración de Comercialidad de un lote de explotación denominado San Pedrito, el cual expira en 2036.

A su vez, con fecha 16 de febrero de 2005 los titulares de la concesión solicitaron la Declaración de Comercialidad de un lote de explotación denominado Macueta, el cual expira en 2040.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

29.3.9. Sur Río Deseado Este

La Compañía posee una participación del 16.95% en la concesión de explotación para el área Sur Río Deseado Este en la Cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Provincia de Santa Cruz. El operador de esta concesión de explotación es Alianza Petrolera Argentina S.A. con el 54.14%. Los restantes socios son: Petrolera El Trébol S.A., SECRA S.A. que poseen una participación del 24.91% y 4%, respectivamente. La concesión expira el 27 de abril de 2021 y no hay compromisos de capital pendientes. Asimismo, la Compañía posee una participación del 44% en un acuerdo de exploración en una porción de la concesión Sur Río Deseado, siendo el operador de este acuerdo Quintana E&P Argentina S.R.L.

29.3.10. Propiedades de Petróleo y Gas en México

El 29 de octubre de 2018, la Compañía a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II, S.A. de C.V. ("Vista II") completó la adquisición, de 50% de participación en las siguientes propiedades de petróleo y gas:

- (i) Bloque CS-01
- (ii) Bloque A-10
- (iii) Bloque TM-01

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la ejecución de la adenda a los acuerdos de licencia de las tres propiedades de petróleo y gas entre CNH, Jaguar, Pantera y la Compañía fue ejecutada.

Las concesiones caducan en 2047.

29.4 Compromisos de inversión

Al 31 de diciembre 2019, la Compañía está comprometida a perforar y completar: (i) en la Provincia de Río Negro, 10 pozos de desarrollo, 4 pozos de avanzada y 1 pozo exploratorio en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 20,250 ; y (ii) en la Provincia de Río Negro, 8 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada en el área ELO por un costo estimado de 22,000 .

Además, la Compañía se comprometió a realizar: (i) 11 workovers y abandonar 21 pozos en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 7,400 ; y (ii) 9 workovers y abandono de 3 pozos en el área ELO por un costo estimado de 5,300.

Adicionalmente, con motivo del otorgamiento de las respectivas CENCH, la Compañía se comprometió en la provincia de Neuquén: (i) a perforar 5 pozos horizontales con sus instalaciones asociadas por un costo estimado de 51,800 entre los años 2019 y 2021, en Bajada del Palo Este; y (ii) en la concesión Águila Mora, la Compañía se comprometió a poner en producción 3 pozos existentes, a perforar 2 pozos horizontales nuevos con sus instalaciones asociadas, por un costo estimado de 32,000 (28,800 al porcentaje de participación de la Compañía) entre los años 2020 y 2022.

Con respecto a los compromisos adquiridos al 31 de diciembre de 2018, la compañía dio cumplimiento a los siguientes: Al 31 de diciembre 2019, la Compañía perforó y completó: (i) en la Provincia de Río Negro, 8 pozos de desarrollo, 1 pozo de avanzada y 1 pozo exploratorio en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo de 12,700 (al porcentaje de participación de la Compañía); y (ii) en la Provincia de Río Negro, 3 pozos de desarrollo y 1 pozo exploratorio en el área Entre Lomas por un costo de 9,300 (al porcentaje de participación de la Compañía).

Además, la Compañía realizó: (i) 4 workovers en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 1,500 (al porcentaje de participación de la Compañía); y (ii) 8 workovers en el área Entre Lomas por un costo estimado de 2,500 (al porcentaje de participación de la Compañía).

Adicionalmente, con motivo del otorgamiento de la CENCH en el área Bajada del Palo, la Compañía perforó y completó 8 pozos horizontales, perforó 4 pozos horizontales e invirtió en instalaciones asociadas entre los años 2018 y 2019 por un costo de 220,600.

29.5 Costos de exploración de pozos

No hay saldos ni actividad por costos de pozos exploratorios para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 30. Concesiones de Transporte

30.1 Consideraciones generales

El Art. 28 de la Ley Federal de Hidrocarburos (“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 115/19 las concesiones de transporte que sean otorgadas con posterioridad a la emisión de dicho Decreto tendrán total independencia y autonomía respecto de la concesión de explotación que le da origen a la misma, a fin de que la concesión de explotación no interfiera y/o afecte en modo alguno la vigencia de la concesión de transporte. El titular de una concesión de transporte estará facultado a celebrar libremente los contratos de reserva de capacidad en los términos previstos en dicho Decreto. Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes entre el titular de una concesión de transporte y los respectivos cargadores.

30.2 Concesión de Transporte Federal

Con fecha 22 de noviembre de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina emitió la Resolución 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 27.

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.

30.3 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 Entre Lomas 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, Entre Lomas, y Charco del Palenque.

30.4 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

30.5 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 Entre Lomas, sobre el gasoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Gas ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el Área Entre Lomas ("PTG ELo") hasta el punto 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 Entre Lomas 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 y Charco del Palenque.

Nota 31. Combinación de Negocios

El 4 de abril de 2018, la Compañía completó su Combinación Inicial de Negocios la cuál fue registrada mediante el método de compra. Los resultados de operaciones adquiridos han sido incluidos en los estados financieros consolidados a partir de la fecha en que la Compañía obtuvo el control del negocio respectivo, como se describe a continuación.

31.1 Adquisición de PELSA (actualmente conocida como Vista Argentina) y de la participación directa del 3.85% en las propiedades de petróleo y gas operadas por PELSA de Pampa Energía S.A.

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A. acordó vender a Vista su participación directa en PELSA y sus participaciones directas en las propiedades de petróleo y gas ELo, Bajada del Palo y Agua Amarga.

El 4 de abril de 2018, PAMPA y la Compañía, a través de su subsidiaria mexicana Vista I, firmaron un acuerdo de compra de acciones (el "Acuerdo de Compra de Acciones PELSA"), para la adquisición de los intereses directos de Pampa de:

- i) el 58.88% de PELSA, una empresa argentina que poseía una participación operativa directa del 73.15% en las concesiones de explotación petrolera de Elo, Bajada del Palo ("BP") y Agua Amarga ("AA") en la Cuenca Neuquina en las provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina (las "Concesiones EL-AA-BP") (las "transacciones de PELSA"), y
- ii) el 3.85% de participación directa en las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSA.

En la misma fecha, Vista asignó todos los derechos y obligaciones del Contrato de Compra relacionados con la adquisición del 3.85% de participación directa en las Concesiones EL-AA-BP a PELSA para que dicha subsidiaria realice la compra.

El objetivo principal de la combinación de negocios era adquirir un negocio ascendente, que se convirtió en la actividad principal de la Compañía después de estas adquisiciones de negocios, ya que la Compañía se estableció como una entidad de propósito especial hasta esa fecha (Nota 1).

31.1.1 Consideración transferida

Esta combinación de negocios se realizó a cambio de una contraprestación total de 297,588 en efectivo en la fecha de cierre.

Los costos relacionados con la transacción de 967 fueron reconocidos en utilidad o pérdida por la Compañía a medida que se incurrieron, y se registraron como "Otros gastos operativos" en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

Los resultados operativos del negocio adquirido se han incluido en los resultados operativos consolidados de la Compañía a partir de la fecha de adquisición.

31.1.2 Activos y pasivos adquiridos asumidos al 4 de abril de 2018

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía identificó un crédito mercantil por un valor de 11,999, atribuible a las sinergias futuras de la Compañía y la fuerza laboral reunida. El crédito mercantil se ha asignado completamente al segmento de negocio único de la Compañía, ya que es el único que opera la Compañía, como se describe anteriormente. Al 31 de diciembre de 2018, el crédito mercantil no es deducible en México, por lo tanto, si estas circunstancias no cambian, no se espera que haya deducciones de impuestos en el futuro.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La siguiente tabla detalla el valor razonable de la contraprestación transferida, los valores razonables de los activos adquiridos, los pasivos asumidos y el interés minoritario correspondiente a las adquisiciones de PELSA al 4 de abril de 2018:

	Notas	Total
Activos		
Propiedad, planta y equipos	[A]	312,728
Otros activos intangibles		494
Cuentas por cobrar y otras cuentas	[B]	27,857
Otros activos financieros		19,712
Inventario		3,952
Efectivo y equivalentes de efectivo		10,216
Total activos adquiridos		374,959
Pasivos		
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido		56,396
Provisiones	[C]	11,085
Planes de beneficios definidos		2,856
Salarios y contribuciones sociales		1,178
Impuesto a la utilidad a pagar		2,914
Otros impuestos y regalías a pagar		3,394
Cuentas por pagar y otras cuentas		10,240
Total pasivos asumidos		88,063
Activos netos adquiridos		286,896
Crédito mercantil		11,999
Interés minoritario		(1,307)
Total consideración (Nota 31.1.1)		297,588

[A] Propiedad, planta y equipo:

- Propiedad de petróleo y gas: La Compañía ha valuado su participación en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de las reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos, ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de la Compañía. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la Gerencia cree que un participante del mercado consideraría al valorar el activo. En todos los casos, el enfoque utilizado para determinar el valor razonable de la propiedad de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto y una metodología de valoración para transacciones comparables utilizando el dólar / acre múltiple. El período de proyección se determinó sobre la base de la terminación de los respectivos contratos de concesión. Para cada tipo de reserva o recurso, la Gerencia utilizó un factor de riesgo entre el 100% y el 30% de éxito a partir de su valor potencial total estimado. Se ha utilizado una tasa de descuento del 11.26%, que se estimó tomando la tasa WACC en dólares estadounidenses como parámetro. Los otros supuestos principales utilizados para proyectar los flujos de efectivo se relacionan con los precios del petróleo crudo, gas natural y GLP, el tipo de cambio y la inflación, que se basaron en los supuestos de los participantes del mercado.

[B] Cuentas por cobrar adquiridas: el valor razonable de las Cuentas por cobrar y otras cuentas adquiridas asciende a 27,857. El monto contractual bruto de las cuentas por cobrar es de 31,504, de los cuales no se esperaba cobrar 3,647 y las cuáles fueron canceladas en la valuación inicial.

[C] Pasivos contingentes, provisión para remediación ambiental y taponamiento y abandono de pozos: La Compañía ha registrado 30,646 y 10,071 para reflejar el valor razonable de posibles y probables impuestos, contingencias civiles y laborales, remediación ambiental y obligación de retiro de activos a la fecha de adquisición, respectivamente. PELSA está (ya sea directa o indirectamente) involucrada en varios procedimientos legales, fiscales y laborales en el curso normal de sus negocios. El valor razonable se calculó considerando el nivel de probabilidad de salidas de efectivo que se requeriría para cada contingencia o provisión.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

31.1.3 Interés minoritario originados por combinación de negocios.

El interés minoritario (0.32% de participación en PELS A) reconocido en la fecha de adquisición se midió a su valor razonable. La Compañía adquirió el 40.80% restante de la participación en PELS A a través de la adquisición de APCO en la misma fecha de adquisición (Nota 31.3).

31.1.4 Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios

En el estado de flujo de efectivo consolidado:

Pago en efectivo transferido	297,588
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	<u>(10,216)</u>
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	<u>287,372</u>

31.1.5 Efecto de las adquisiciones en los resultados de la Compañía

Incluida en la pérdida del período, existe una pérdida de 36,816 atribuible al negocio adicional generado por PELS A. Los ingresos del período incluyen 86,941 atribuibles a los ingresos adicionales generados por la participación en la propiedad adquirida en PELS A.

Si estas combinaciones de negocios se hubieran efectuado al 1 de enero de 2018, los ingresos de la Compañía para el año hubieran sido de 360,026 y las pérdidas del año hubieran sido 28,835. Los directores consideran que estos números "pro-forma" representan una medida aproximada del desempeño del grupo combinado sobre una base anualizada y proporcionan un punto de referencia para la comparación en períodos futuros.

Al determinar los ingresos 'pro-forma' y las ganancias netas del Grupo que se habían adquirido al comienzo del año en curso, la Gerencia ha calculado la depreciación de la planta y el equipo adquirido sobre la base de los valores razonables que surgen en la contabilidad inicial para la combinación de negocios en lugar de los valores en libros reconocidos en los estados financieros previos a la adquisición.

31.2 Adquisición de las propiedades de petróleo y gas Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE, realizada por PELS A a Pampa Energía S.A.

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A acordó vender a la Compañía su interés directo en las áreas de petróleo y gas 25 de Mayo - Medanito y Jagüel de los Machos, ubicadas en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina. El 4 de abril de 2018, PAMPA y la Compañía, a través de su subsidiaria mexicana Vista I, firmaron un acuerdo de compra (el "Contrato de Compra de Propiedades de Petróleo y Gas"), para la adquisición de lo siguiente (la "Transacción de propiedades de petróleo y gas"):

- (i) 100% de participación en el área de concesión de explotación 25 de Mayo - Medanito; y
- (ii) participación del 100% en el área de concesión de explotación Jagüel de los Machos.

En la misma fecha, la Compañía asignó todos los derechos y obligaciones de las propiedades de petróleo y gas del Acuerdo de Compra a PELS A para que dicha subsidiaria realice la compra.

El objetivo principal de la combinación de negocios era adquirir un negocio ascendente, que se convirtió en la actividad principal de la Compañía, después de estas dos combinaciones de negocios, ya que la Compañía se estableció como una entidad de propósito especial hasta esta fecha (Nota 1).

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

31.2.1 Consideración transferida

Esta combinación de negocios se realizó a cambio de una consideración total de 85,435 en efectivo.

Los costos relacionados con la transacción de 277 fueron reconocidos en resultados por la Compañía a medida que se incurrieran, y se registraron como “Otros gastos operativos” en los estados de resultados y otros resultados integrales consolidados. Los resultados operativos del negocio adquirido se han incluido en los resultados operativos consolidados de la Compañía a partir de la fecha de adquisición.

31.2.2 Activos adquiridos y pasivos asumidos al 4 de abril de 2018.

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía identificó un crédito mercantil por un monto de 5,542 relacionado con esta transacción. Al 31 de diciembre de 2018, el crédito mercantil no es deducible en Argentina, por lo tanto, cualquier cambio en el reconocimiento de la combinación de negocios, y si estas circunstancias no cambian, no se espera que haya deducciones de impuestos en el futuro.

La siguiente tabla detalla el valor razonable de la contraprestación transferida, los valores razonables de los activos adquiridos, los pasivos asumidos correspondiente a las adquisiciones al 4 de abril de 2018.

	Notas	Valor razonable
Activos		
Propiedad, planta y equipos	[A]	86,096
Activo por impuesto a la utilidad diferido		1,226
Total activos adquiridos		87,322
Pasivos		
Provisiones	[B]	6,406
Salarios y contribuciones sociales		1,023
Total pasivos asumidos		7,429
Activos netos adquiridos		79,893
Crédito Mercantil		5,542
Total consideración (Nota 31.2.1)		85,435

[A] Propiedad, planta y equipos

- Propiedad de petróleo y gas: La Compañía ha valuado sus intereses en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos el cual fue ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de la Compañía. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la Gerencia cree que un participante del mercado consideraría al valorar el activo. En todos los casos, el enfoque utilizado para determinar el valor razonable de la propiedad de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto. El período de proyección se determinó sobre la base de la terminación de los respectivos contratos de concesión. Para cada tipo de reserva o recurso, la Gerencia utilizó un factor de riesgo entre el 100% y el 30% de éxito a partir de su valor potencial total estimado. Se ha utilizado una tasa de descuento del 11.25%, que se estimó tomando la tasa WACC en dólares estadounidenses como parámetro. Los supuestos principales utilizados para proyectar los flujos de efectivo se asociaron con los precios del petróleo crudo, gas natural y GLP, las tasas de cambio y la inflación que se basaron en los supuestos de los participantes del mercado.

[B] Provisión para remediación ambiental y taponamiento y abandono de pozos: La Compañía ha registrado 3,676 y 2,730 para reflejar el valor razonable de la remediación ambiental posible y probable y la obligación de retiro de activos a la fecha de adquisición, respectivamente. El valor razonable se calculó considerando el nivel de probabilidad de salidas de efectivo que se requeriría para cada provisión.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

31.2.3 Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios

En el estado consolidado de flujo de efectivo:

Pago en efectivo transferido	85,435
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	-
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	85,435

31.2.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados de la Compañía

Incluida en la pérdida del período, existe una ganancia de 69,016 atribuible al negocio adicional generado por Jagüel de los Machos y 25 de Mayo - Medanito SE. Los ingresos del período incluyen 130,015 atribuibles a los ingresos adicionales generados por Jagüel de los Machos y 25 de Mayo - Medanito SE.

Si estas combinaciones de negocios se hubieran efectuado al 1 de enero de 2018, los ingresos del Grupo para el año habrían sido 371,132, y la pérdida del año habría sido 10,090. Los directores consideran que estos números "pro-forma" representan una medida aproximada del desempeño del grupo combinado sobre una base anualizada y proporcionan un punto de referencia para la comparación en períodos futuros.

Al determinar los ingresos 'pro-forma' y las ganancias netas del Grupo que se habían adquirido al comienzo del año en curso, la Gerencia ha calculado la depreciación de la planta y el equipo adquirido sobre la base de los valores razonables que surgen en la contabilidad inicial para la combinación de negocios en lugar de los valores en libros reconocidos en los estados financieros previos a la adquisición.

31.3 Adquisición de APCO a Pluspetrol

El 4 de abril de 2018, Pluspetrol Resources Corporation establecida en Islas Caimán ("Pluspetrol") y la Compañía, a través de su subsidiaria mexicana Vista I, firmaron un acuerdo de compra de acciones (el "Acuerdo de Compra de Acciones APCO"), por la adquisición del 100% de APCO Oil & Gas International, Inc. ("APCO O&G") y el 5% de APCO Argentina, S.A. ("APCO Argentina") (en conjunto, "Transacción APCO").

APCO O&G tiene (a) El 39.22% del capital social de PELSA; b) 95% del capital social de APCO que posee el 1.58% de participación directa en el capital de PELSA; y c) 100% de capital social de APCO Oil & Gas International Inc., Sucursal Argentina ("APCO Argentina Branch" - Sucursal Argentina).

A través de la sucursal de APCO Argentina, APCO O&G posee indirectamente: (1) Participación del 23% en las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSA; (2) Participación no operada del 45% en una propiedad de petróleo y gas en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Neuquén, Argentina, que se denomina "Coirón Amargo Sur Oeste"; (3) una participación operada del 55% en una concesión de explotación en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Neuquén, Argentina, que se denomina "Coirón Amargo Norte"; (4) Participación no operada del 1.5% en una concesión de explotación en la Cuenca Noroeste en la Provincia de Salta, Argentina, que se denomina "Acambuco"; (5) Participación no operada de 16.95% en una concesión de explotación en la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, que se denomina "Sur Río Deseado Este I"; y (6) una participación no operada del 44% en un acuerdo de exploración de una porción de Sur Río Deseado Este.

A partir de esta combinación de negocios, la Compañía posee directa e indirectamente el 99.68% de PELSA. El 0.32% restante del interés minoritario fue adquirido directamente por la Compañía de los accionistas minoritarios de PELSA, para representar el 100% del capital social de PELSA el 25 de abril de 2018.

El objetivo principal de la combinación de negocios era adquirir un negocio ascendente, que se convirtió en la actividad principal de la Compañía, después de estas dos combinaciones de negocios, ya que la Compañía se estableció como una entidad de propósito especial hasta esta fecha (Nota 1).

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

31.3.1 Consideración transferida

Esta combinación de negocios se realizó a cambio de una contraprestación total de 349,761 en efectivo.

Los costos relacionados con la transacción de 1,136 fueron reconocidos en resultados por la Compañía a medida que se incurrieran, y se registraron como “Otros gastos de operación” en los presentes estados de resultados y otros resultados integrales consolidados. Los resultados de las operaciones de APCO y APCO Argentina se han incluido en los resultados operativos consolidados de la Compañía a partir de la fecha de adquisición.

En relación con esta transacción, como se describe en la Nota 17.1, la Compañía obtuvo un préstamo bancario por un monto de 260,000 neto de los costos de transacción de 11,904.

31.3.2 Activos adquiridos y pasivos asumidos al 4 de abril de 2018.

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía identificó un crédito mercantil por un monto de 10,943. Al 31 de diciembre de 2018, el crédito mercantil no es deducible en México, por lo tanto, si estas circunstancias no cambian, no se espera que haya deducciones de impuestos en el futuro.

La siguiente tabla detalla el valor razonable de la contraprestación transferida, los valores razonables de los activos adquiridos, los pasivos asumidos y el interés minoritario correspondiente a las adquisiciones de APCO y APCO Argentina al 4 de abril de 2018:

	Notas	Valor razonable
Activos		
Propiedad, planta y equipo	[A]	380,386
Otros activos intangibles		417
Cuentas por cobrar y otras cuentas	[B]	34,076
Otros activos financieros		13,579
Inventarios		4,409
Efectivo y equivalentes de efectivo		14,432
Total activos adquiridos		447,299
Pasivos		
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido		67,503
Provisiones	[C]	12,881
Planes de beneficios definidos		3,483
Otros impuestos y regalías a pagar		3,349
Obligaciones laborales		1,312
Pasivo por impuesto a la utilidad		6,458
Cuentas por pagar y otras cuentas		13,495
Total pasivos asumidos		108,481
Activos netos adquiridos ⁽¹⁾		338,818
Crédito Mercantil		10,943
Total consideración (Nota 31.3.1)		349,761

⁽¹⁾ Los activos netos totales restantes adquiridos de APCO Oil & Gas International, Inc., después del proceso de consolidación y la asignación del precio de compra, corresponden a una cantidad de 851 del total de activos relacionados con efectivo y equivalentes de efectivo y cuentas por cobrar.

[A] Propiedad, planta y equipo:

- Propiedad de petróleo y gas: La Compañía ha valuado sus participaciones en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de la Compañía. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la Gerencia cree que un participante del

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

mercado consideraría al valor el activo. En todos los casos, el enfoque utilizado para determinar el valor razonable de la propiedad de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto y una metodología de valuación para transacciones comparables utilizando el dólar / acre múltiple. El período de proyección se determinó sobre la base de la terminación de los respectivos contratos de concesión. Para cada tipo de reserva o recurso, la Gerencia utilizó un factor de riesgo entre el 100% y el 30% de éxito a partir de su valor potencial total estimado. Se ha utilizado una tasa de descuento del 11.25%, que se estimó tomando la tasa WACC en dólares estadounidenses como parámetro. Los supuestos principales utilizados para proyectar los flujos de efectivo se asociaron con los precios del petróleo crudo, gas natural y GLP, las tasas de cambio y la inflación, que se basaron en los supuestos de los participantes del mercado.

[B] Cuentas por cobrar adquiridas: el valor razonable de las cuentas por cobrar y otras cuentas adquiridas asciende a 34,076. El monto contractual bruto de las cuentas por cobrar es de 36,590, de los cuales no se esperaba cobrar 2,514 y las cuáles fueron canceladas en la valuación inicial.

[C] Pasivos contingentes, provisión para remediación ambiental y taponamiento y abandono de pozos: La Compañía ha registrado 122,600 y 12,159 para reflejar el valor razonable de posibles y probables impuestos, contingencias civiles y laborales, remediación ambiental y obligación de retiro de activos a la fecha de adquisición, respectivamente. APCO está (ya sea directa o indirectamente) involucrada en varios procedimientos legales, fiscales y laborales en el curso ordinario de sus negocios. El valor razonable se calculó considerando el nivel de probabilidad de salidas de efectivo que se requeriría para cada contingencia o provisión.

31.3.3 Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios

En el estado flujo de efectivo consolidado:

Pago en efectivo transferido	349,761
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(14,432)
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	<u>335,329</u>

31.3.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados del de la Compañía.

Incluida en la pérdida del período, existe una pérdida de 32,546 atribuible al negocio adicional generado por APCO y APCO Argentina. Los ingresos del período incluyen 114,380 atribuibles a los ingresos adicionales generados por APCO y APCO Argentina.

Si estas combinaciones de negocios se hubieran efectuado al 1 de enero de 2018, los ingresos de la Compañía para el año hubieran sido 367,167 y las pérdidas del año hubieran sido 25,505. Los directores consideran que estos números "pro-forma" representan una medida aproximada del desempeño del grupo combinado sobre una base anualizada y proporcionan un punto de referencia para la comparación en períodos futuros.

Al determinar los ingresos "pro-forma" y las ganancias netas de la Compañía que se habían adquirido al comienzo del año en curso, la Gerencia ha calculado:

- La depreciación de la planta y el equipo adquirido sobre la base de los valores razonables que surgen en la contabilización inicial de la combinación de negocios en lugar de los valores en libros reconocidos en los estados financieros previos a la adquisición;
- Los costos de endeudamiento en los niveles de financiamiento, calificaciones crediticias y posición de deuda / capital de la Compañía después de la combinación de negocios.

31.4 Efecto de todas las adquisiciones sobre el flujo de caja, el crédito mercantil y los resultados de la Compañía

Si todas las combinaciones de negocios (Nota 31.1, 31.2 y 31.3) se hubieran realizado al 1 de enero de 2018, los ingresos consolidados de la Compañía para el ejercicio se habrían incrementado a 456,092 y la pérdida del ejercicio habría sido 22,027.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

En el estado de flujo de efectivo consolidado:

Pago en efectivo transferido	732,784
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(24,648)
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	708,136

La composición del Crédito Mercantil es:

PELSA	11,999
JDM y Medanito	5,542
APCO	10,943
Total Crédito mercantil	28,484

Nota 32. Reforma Fiscal

A- Argentina

El 10 de diciembre de 2019, asumió un nuevo gobierno nacional en 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 procuran reactivar las áreas económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y facultan al Poder Ejecutivo Nacional (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:

32.1 Impuesto sobre la renta

La Ley No. 27,430 había establecido 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 de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los años que comienzan a partir del 1° de enero de 2020.

El impuesto a los dividendos o ganancias distribuidos por, entre otros, empresas o establecimientos permanentes argentinos a individuos, propiedades indivisas o beneficiarios que residen en el extranjero se distribuyen en base a las siguientes consideraciones: (i) 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 (ii) 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%, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive.

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 podrá deducir/gravar el 100% del ajuste en el año en el cual el efecto se determina.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

32.2 Contribuciones patronales

(i) Se elimina la reducción progresiva de las contribuciones prevista, y las tasas se fijan desde diciembre de 2019 en 20.40% para los empleadores del sector privado con actividad en el sector Servicios o Comercio y 18% para los restantes empleadores del sector privado.

(ii) Se establecen sumas fijas que podrán deducirse de la base de cálculo, sin que exista en la norma previsión de ajuste futuro.

(iii) De las contribuciones efectivamente pagadas, se podrá computar como crédito fiscal del impuesto al valor agregado el monto que resulte de aplicar a las bases imponibles los puntos porcentuales que se fijan para cada jurisdicción en particular.

32.3 Tasa de estadística

Se establece un incremento del 2.5% al 3% en la tasa de estadística aplicable a importaciones definitivas para consumo efectuadas desde el 1° de enero hasta el 31 de diciembre de 2020.

Para las importaciones de bienes de capital a ser utilizados en el marco de inversiones en desarrollo de producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales y ciertas importaciones temporarias, se extiende hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación de una tasa de 0%.

32.4 Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria (“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 pagadas; (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.

32.5 Derechos de exportación

Se faculta al PEN a incrementar los derechos de exportación hasta (i) un 15% para las exportaciones de mercancías que no estaban sujetas a derechos de exportación o tenían una tasa del 0% al 2 de septiembre de 2018.

Previo a la aprobación de la Ley No. 27,541, el gobierno emitió el Decreto No. 37/2019 (B.O 14/12/2019) por el que cambió el esquema de retenciones, dejando sin efecto el límite de 4 ARS/US que había establecido la anterior administración en 2018.

32.6 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 ciento ochenta (180) 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 un (1) 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Consistente con la suspensión de la actualización de tarifas en el área de energía, el gobierno también requirió al titular de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (“YPF”) que el precio de los combustibles se mantenga sin actualización. Las otras compañías petroleras, incluida Vista, inicialmente estuvieron de acuerdo en no actualizar sus precios si YPF no lo hace.

B- México

El 1 de enero de 2019 el gobierno mexicano eliminó el derecho de compensar cualquier crédito fiscal contra cualquier impuesto a pagar (compensación general o compensación universal). A partir de dicha fecha, el derecho a compensar los créditos fiscales será con los impuestos de la misma naturaleza y pagadero por el mismo ente (no se podrá compensar los créditos fiscales contra los impuestos pagados de terceros). Adicionalmente, por decreto ejecutivo se proporcionaron ciertos beneficios fiscales relacionados con el impuesto al valor agregado y el impuesto a la renta a las empresas ubicadas en la frontera norte de México.

32.7 Impuesto al valor agregado

Se establece un procedimiento para el reembolso de créditos fiscales originados en inversiones en propiedades, planta y equipos que, después de 6 meses a partir de su evaluación, no han sido absorbidos por débitos fiscales generados por la actividad.

32.8 Impuesto sobre el combustible

Se introducen ciertas modificaciones al impuesto al combustible, que incorpora un impuesto sobre la emisión de dióxido de carbono. La reforma simplifica la estructura impositiva del combustible, manteniendo la misma carga fiscal efectiva antes de la reforma.

32.9 Impuesto sobre la renta

Adicionalmente el 30 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:

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.

El Código Fiscal de la Federación (“CFF”) fue modificado 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.

Igualmente la Gerencia evaluó el impacto de dicha reforma sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2019 y concluyó que no existen impactos significativos sobre la misma.

Nota 33. Pagos basados en acciones

El 22 de marzo de 2018, los Accionistas de la Compañía autorizaron la implementación de un Plan de Incentivo a Largo Plazo (LTIP, por sus siglas en inglés) 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 de las 100,000,000 acciones Serie A emitidas el 18 de diciembre de 2017 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. Como parte del LTIP, la Compañía ingresará en un Fideicomiso Administrativo para depositar las acciones de la Serie A que se utilizarán en el mismo. El plan tiene los siguientes beneficios pagados a ciertos ejecutivos y empleados que se consideran pagos basados en acciones:

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

33.1 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 adquiridas, las Opciones sobre acciones se pueden ejercer hasta 5 años a partir de la fecha en que se conceden. El plan establece que el número de opciones que se otorgarán se determinará utilizando el Modelo de Black Sholes.

33.1.1 Movimientos del ejercicio de las acciones Serie A

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 los ejercicios:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019		Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Número de opciones de compra	WAEP	Número de opciones de compra	WAEP
Al inicio del año	1,330,541	10.0	-	-
Otorgadas durante el ejercicio	2,704,003	6.7	1,330,541	10.0
Anuladas durante el ejercicio	(40,540)	10.0	-	-
Al final del año	3,994,004	7.8	1,330,541	10.0

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

	2019	2018
Rentabilidad por dividendo (%)	0.0%	0.0%
Volatilidad esperada (%)	40%	40%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	2.5%	1.5%
Vida esperada de las opciones sobre acciones (años)	5	5
Precio Promedio Ponderado de las acciones (US)	6.7	10.0
Modelo utilizado	Black-Scholes-Merton	Black-Scholes-Merton

La vida útil esperada 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 2019 y 2018 fueron de 2.6 y 3.7 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 2019 y 2018, el gasto de compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 3,529 y 1,238, respectivamente.

33.2 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

33.2.1 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 2019		Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	854,750	100	-	-
Otorgadas durante el ejercicio	1,356,762	6.7	854,750	10.0
Anuladas durante el ejercicio	(4,500)	10.0	-	-
Al final del año	2,207,012	7.8	854,750	10.0

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 2019 y 2018, el gasto por compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 7,126 y 2,783, respectivamente. Las acciones restringidas Serie A emitidas en el ejercicio se revelan en la Nota 20.

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

Nota 34. Información complementaria sobre las actividades de petróleo y gas (no auditada)

La siguiente información sobre las actividades de petróleo y gas se ha preparado de acuerdo con la metodología prescrita por la ASC No. 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", modificada por ASU 2010 - 03 "Reservas de petróleo y gas, estimaciones y revelaciones", publicada por Financial Accounting Standard Board ("FASB") en enero de 2010 para alinear los requisitos actuales de estimación y divulgación con los requisitos establecidos en las reglas e interpretaciones finales de la Security and Exchange Commission ("SEC"), publicadas el 31 de diciembre de 2008. Esta información incluye las actividades de producción de petróleo y gas de la Compañía realizadas en Argentina y México.

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados y los gastos que se incurrieron durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 y el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018. 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 los volúmenes técnicos desarrollados existentes.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	-	-
No probadas	-	278
Total adquisición de propiedades	-	278
Exploración	(9)	(667)
Desarrollo	(146,935)	(601)
Total costos incurridos	(146,944)	(990)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Por el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	(555,944)	-
No probadas	-	(29,681)
Total adquisición de propiedades	(555,944)	(29,681)
Exploración	(637)	-
Desarrollo	(131,080)	-
Total costos incurridos	(687,661)	(29,681)

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 el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018, para propiedades de petróleo y gas probadas y no probadas, y la depreciación acumulada correspondiente a esas fechas.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Maquinarias, instalaciones y licencias de software	29,757	40
Propiedad minera y pozos	1,040,250	-
Obras en curso	74,924	601
Propiedades no probadas	-	29,403
Costos brutos capitalizados	1,144,931	30,044
Depreciación acumulada	(222,847)	(3)
Total costos capitalizados netos	922,084	30,041

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Maquinarias, instalaciones y licencias de software	20,602	-
Propiedad minera y pozos	804,752	-
Obras en curso	77,536	-
Propiedades no probadas	13,157	29,681
Costos brutos capitalizados	916,047	29,681
Depreciación acumulada	(74,413)	-
Total costos capitalizados netos	841,634	29,681

⁽¹⁾ Incluye montos capitalizados relacionados con obligaciones de retiro de activos y pérdida / recuperación por deterioro.

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 el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 y para el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018. El impuesto sobre la renta para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Por el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018
Ingresos por contrato con clientes	415,976	331,336
Total ingresos	415,976	331,336
Costos de producción excluyendo la depreciación		
Costos operativos y otros	(114,431)	(86,245)
Regalías	(61,008)	(50,323)
Total costos de producción	(175,439)	(136,568)
Gastos de exploración	(676)	(637)
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos	(1,723)	(897)
Depreciación, agotamiento y amortización	(153,001)	(74,772)
Resultado de operación antes de impuesto	85,137	118,462
Impuesto sobre la renta	(25,541)	(35,539)
Resultado de las operaciones de petróleo y gas	59,596	82,923

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

Reservas estimadas de petróleo y gas

Vista no tenía propiedad en los campos de petróleo y gas que son objeto de esta información antes del 4 de abril de 2018. Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2018 son reservas netas probadas a Vista. Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2019, son reservas netas atribuibles a Vista auditadas por DeGolyer and MacNaughton.

Las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, por análisis de geociencias y datos de ingeniería, pueden estimarse con una certeza razonable para que sean económicamente producibles, desde una fecha determinada en adelante, desde reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas existentes. Los métodos operativos y las regulaciones gubernamentales, antes del momento en que expiran los contratos que otorgan el derecho a operar, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para la estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que comenzará el proyecto dentro de un tiempo razonable. En algunos casos, se pueden requerir inversiones sustanciales en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para recuperar las reservas probadas.

La Compañía considera que sus estimaciones de los volúmenes de reservas de petróleo y gas recuperables probados remanentes son razonables y dichas estimaciones se han preparado de acuerdo con las normas de la SEC y ASC 932, con sus respectivas modificaciones. En consecuencia, los precios del crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron el precio promedio durante el período de 12 meses anterior a la fecha de finalización del 31 de diciembre de 2018, 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.

La estimación de los volúmenes técnicos de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 fue auditada por Gaffney, Cline & Associates. Gaffney, Cline & Associates es una consultora independiente de ingeniería petrolera. Mientras que las reservas probadas al 31 de diciembre de 2019 fueron auditadas por DeGolyer and MacNaughton. La auditoría independiente cubrió el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía en Argentina. Tanto Gaffney, Cline & Associates como DeGolyer and MacNaughton 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 del proceso de auditoría a la satisfacción de Gaffney, Cline & Associates y DeGolyer and MacNaughton. Las regalías pagaderas a las provincias no se han deducido de las reservas probadas / volúmenes técnicos informados. 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 de tanque de reserva (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

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

millones (109) pies cúbicos estándar (Bcf) 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, explosión y contracción, e incluyen el volumen de gas consumido en el campo para las operaciones de producción.

Las siguientes tablas muestran las reservas probadas netas de petróleo (incluyendo crudo, condensado y gas natural) y reservas netas de gas natural al 31 de diciembre de 2019 y 2018 al porcentaje de interés de Vista en sus respectivas concesiones:

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2019			
Categorías de reservas	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
PROBADAS Desarrolladas	30.2	108.0	19.2
PROBADAS No desarrolladas	40.6	64.0	11.4
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	70.8	172.0	30.6

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2018			
Categorías de reservas	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
PROBADAS Desarrolladas	27.1	103.4	18.4
PROBADAS No desarrolladas	7.1	28.2	5.0
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	34.2	131.6	23.4

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019:

Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural ⁽⁵⁾	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
Reservas al 31 de diciembre de 2018	34.2	131.6	23.4
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽¹⁾	2.4	17.8	3.2
Extensión y descubrimientos ⁽²⁾	41.0	43.0	7.6
Compras de reservas probadas en el lugar ⁽³⁾	-	-	-
Producción del año ⁽⁴⁾	(6.8)	(20.4)	(3.6)
Reservas al 31 de diciembre de 2019	70.8	172.0	30.6

⁽¹⁾ Las revisiones de las estimaciones anteriores se deben principalmente a la revisión del declino de las reservas convencionales en Entre Lomas, Jagüel de los Machos y 25 de mayo-Medanito.

⁽²⁾ Incluye la certificación de reservas probadas del desarrollo no convencional en Bajada del Palo Oeste.

⁽³⁾ Sin compras.

⁽⁴⁾ Considera la producción atribuible a Vista Argentina, excepto la producción de Águila Mora de 35 bbl/d.

⁽⁵⁾ El consumo de gas natural representó 16.9% al 31 de diciembre de 2018, y un 14.1% al 31 de diciembre de 2019.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 4 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2018:

	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽¹⁾	(0.6)	-	1.4
Extensión y descubrimientos ⁽²⁾	4.0	-	6.1
Compras de reservas probadas en el lugar ⁽³⁾	35.6	151.6	19.5
Producción del año	(4.8)	(20.0)	(3.6)
Reservas al 31 de diciembre de 2018	34.2	131.6	23.4

⁽¹⁾ Las revisiones de las estimaciones anteriores se deben principalmente a una reducción en el desempeño de los pozos probados no desarrollados con petróleo y al aumento en el desempeño de los pozos no desarrollados en los bloques Entre Lomas y Agua Amarga.

⁽²⁾ Incluye las reservas probadas de desarrollos de sucesores en las concesiones no convencionales CASO y el desarrollo no convencional en Bajada del Palo Oeste. Incluye las reservas convencionales de gas natural en la formación Lotena en Bajada del Palo Oeste ("BDPO"). Las extensiones incluyen las reservas adicionales de petróleo crudo, condensado y gas natural de BDPO y Bajada del Palo Este ("BDPE") desde septiembre de 2025 hasta noviembre de 2053.

⁽³⁾ Incluye las reservas probadas de las compras sucesivas de intereses de trabajo adicionales en la concesión de Agua Amarga (campos Charco del Palenque y Jarrilla Quemada), Bajada del Palo (posteriormente en noviembre de 2018 dividida en dos concesiones BDPO y BDPE) y Entre Lomas (Río Negro) y concesión de Neuquén, 55% de participación en Coirón Amargo Norte y 1.5% en el campo Acambuco.

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 subdesarrolladas 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 según 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Flujos futuros de efectivo	4,457	2,714
Costos futuros de producción	(1,927)	(1,338)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(748)	(258)
Impuesto sobre la renta futuro	(410)	(267)
Flujos de efectivos descontados netos	1,372	851
10% de descuento anual	(597)	(243)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados (netos)	775	608

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 el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 y para el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Por el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	608	124
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura ⁽¹⁾	(103)	188
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro ⁽²⁾	(525)	(145)
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad ⁽³⁾	(1)	35
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras ⁽⁴⁾	306	16
Acumulación de descuento	352	14
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar ⁽⁵⁾	-	385
Otros	58	16
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	6	(67)
Costos de Desarrollo estimados previamente incurridos	151	99
Variación neta en el impuesto a las ganancias ⁽⁶⁾	(77)	(57)
Variación en la medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados del año	167	484
Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados al final del año	775	608

⁽¹⁾ Principalmente afectado por una disminución en los precios del petróleo vigentes, los que cayeron desde 65.4 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2018 a 55.86 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2019, parcialmente compensado por una reducción de los costos promedio relacionados con la producción del 25.1%. Principalmente impulsado por un aumento en los precios del petróleo vigentes de 54.55 US/ bbl al 4 de abril de 2018 a 65.40 US/bbl al 31 de diciembre de 2018 y una reducción en los costos de producción. Durante ese período, los costos promedio de producción se redujeron en un 22.2%.

⁽²⁾ Debido a la incorporación de un plan de desarrollo de las reservas probadas de BDPO no convencional. Debido a un aumento en la actividad futura Charco del Palenque (además de dos nuevas ubicaciones), Entre Lomas Río Negro (recategorización de dos reparaciones probables de gas a probadas) y BDPO para la formación de Vaca Muerta (inicio del desarrollo) para el período comprendido entre el 4 de abril y el 31 de diciembre de 2018.

⁽³⁾ Debido a una disminución en las reservas probadas no desarrolladas convencionales, compensado por una menor declinación de las reservas probadas desarrolladas convencionales al 31 de diciembre de 2019. Debido a un aumento en las reservas convencionales en Bajada del Palo para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018.

⁽⁴⁾ Debido a la incorporación de reservas probadas de Bajada del Palo Oeste no convencional, donde se completaron y pusieron en producción 8 pozos durante el año 2019, lo que dio lugar a la certificación de un área probada. Debido al inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta en BDPO.

⁽⁵⁾ Sin adquisiciones en el periodo del 31 de diciembre de 2018 al 31 de diciembre de 2019. Debido a la adquisición de: APCO, la participación no controladora en PELS A, y Medanito-25 de Mayo y Jagüel de los Machos para el periodo del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018.

⁽⁶⁾ Debido a un aumento de las entradas de efectivo esperadas para el periodo del 31 de diciembre de 2018 al 31 de diciembre de 2019. Debido a un cambio en la tasa vigente de impuesto sobre la renta. Debido a un aumento de las entradas de efectivo esperadas para el periodo del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 35. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de diciembre de 2019 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 11 de marzo de 2020, fecha en que estos estados financieros estaban disponibles para su emisión:

- El 15 de enero de 2020, Vista Argentina firmó un acuerdo de préstamos con el Banco Macro por un monto de 30,000 por un plazo de 180 días a una tasa de interés anual de 5.25%, y con fecha de vencimiento el 15 de julio 2020.
- El día 16 de enero de 2020, la CNH notificó la autorización de la cesión del control del bloque CS-01 a favor de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. Como consecuencia, la Compañía operará el bloque, una vez que los asuntos administrativos con la CNH sean completados.
- El 21 de enero de 2020, se realizó el pago correspondiente a la primera cuota del préstamo sindicado por un monto de 15,000, junto a la tercera cuota de intereses por 11,190.
- El 21 de febrero de 2020 Vista Argentina, bajo el Programa de Notas mencionado en Nota 17, emitió títulos de deuda no convertibles (“ON III”) por un monto total de capital de 50,000 con un interés anual de 3.5% y fecha de vencimiento 21 de febrero de 2024.
- El 26 de febrero de 2020, el Directorio de la Compañía aprobó ciertos cambios de su participación en la estructura de capital de Aleph. La Compañía ha llegado a un acuerdo con las filiales de Riverstone y Southern Cross Group (los "inversores") para adquirir su participación en el capital suscrito y en circulación en Aleph, a un precio total de compra de 37,500 (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios). Para más detalles por favor ver Nota 27.
- A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la cotización internacional del Brent ha sufrido una disminución significativa con respecto al 31 de diciembre de 2019 como consecuencia de factores macroeconómicos y de mercado. Atento a lo reciente de esta situación, la Compañía continuará monitoreando el impacto que esta situación podría tener en sus próximos estados financieros.

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.