



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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y
por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y
estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y
por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por el año y por el período de tres meses terminados el 31 de diciembre de 2018 y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2017.
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de variaciones en el capital contable consolidados por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.
- Estados de flujo de efectivo consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de flujo de efectivo por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.
- Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

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

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por el año y por el período de tres meses terminados el 31 de diciembre de 2018 y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2017.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Ingreso por ventas a clientes	5	331,336	-	104,103	-
Costo de ventas:					
Costos de operación	6	(86,245)	-	(28,556)	-
Fluctuación del stock de crudo		(1,241)		(1,241)	
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14	(74,772)	-	(11,473)	-
Regalías		(50,323)	-	(16,353)	-
Utilidad bruta		118,755	-	46,480	-
Gastos de ventas	7	(21,341)	-	(8,133)	-
Gastos generales y de administración	8	(27,122)	(3,263)	(7,492)	(1,854)
Gastos de exploración	9	(637)	-	(457)	-
Otros ingresos operativos	10.1	2,641	1,000	(238)	1,000
Otros gastos operativos	10.2	(18,097)	(741)	(2,615)	(36)
Utilidad (pérdida) de operación		54,199	(3,004)	27,545	(890)
Ingresos por intereses	11.1	2,532	2,548	2,151	831
Gastos por intereses	11.2	(15,746)	(2,551)	(4,622)	(831)
Otros resultados financieros	11.3	(23,416)	(2,050)	5,107	(1,276)
Resultados financieros netos		(36,630)	(2,053)	2,636	(1,276)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos		17,569	(5,057)	30,181	(2,166)
Impuesto a la utilidad corriente	15	(35,444)	-	(6,033)	-
Impuesto a la utilidad diferido	15	(11,975)	(38)	18,231	(38)
(Pérdida) Utilidad neta del ejercicio / período		(29,850)	(5,095)	42,379	(2,204)
Otros resultados integrales					
<i>Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>					
- Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	22	(3,565)	-	(6)	-
- Impuesto a la utilidad diferido	15	891	-	1	-
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores		(2,674)	-	(5)	-
Otros resultados integrales del ejercicio, netos de impuestos		(2,674)	-	(5)	-
Total resultados integrales del ejercicio		(32,524)	(5,095)	42,374	(2,204)

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por el año y por el período de tres meses terminados el 31 de diciembre de 2018 y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017 y por el período de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2017.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
(Pérdida) Ganancia por acción atribuible a los accionistas de la Compañía					
Acción básica - (en dólares por acción):	12	(0.527)	(0.506)	0.602	(0,218)
Acción diluida - (en dólares por acción):	12	(0.527)	(0.506)	0.602	(0,218)

Las Notas 1 a 34 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 2018 y 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Activo			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	820,722	-
Crédito mercantil	14	28,484	-
Otros activos intangibles	14	31,600	-
Efectivo restringido	20.1	-	652,566
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	20,191	128
Total activos no corrientes		900,997	652,694
Activos corrientes			
Inventarios	18	18,187	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	86,050	-
Caja, bancos e inversiones corrientes	19	80,908	2,666
Total activos corrientes		185,145	2,666
Total activos		1,086,142	655,360
Capital y pasivos			
Capital contable			
Capital social	20.1	513,255	25
Opciones sobre acciones		4,021	-
Otros resultados integrales acumulados		(2,674)	-
Pérdidas acumuladas		(34,945)	(5,095)
Total capital		479,657	(5,070)
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	15	133,757	38
Provisiones	21	16,186	-
Préstamos bancarios	17.1	294,415	644,630
Beneficios a empleados	22	3,302	86
Títulos del promotor	17.2	23,700	14,840
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	1,007	550
Total pasivos no corrientes		472,367	660,144
Pasivo corrientes			
Provisiones	21	4,140	-
Préstamos bancarios	17.1	10,352	-
Salarios y contribuciones sociales por pagar	23	6,348	-
Impuesto sobre la renta por pagar	15	22,429	-
Otros impuestos y regalías por pagar	24	6,515	9
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	84,334	277
Total pasivos corrientes		134,118	286
Total pasivos		606,485	660,430
Total capital contable y pasivos		1,086,142	655,360

Las Notas 1 a 34 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 el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de variaciones en el capital contable consolidados por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Opciones sobre acciones	Pérdidas acumuladas	Otros resultados integrales acumulados	Interés minoritario	Total capital
Saldos al 22 de marzo de 2017	-	-	-	-	-	-
Resultado del ejercicio	-	-	(5,095)	-	-	(5,095)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-
Total resultados integrales	-	-	(5,095)	-	-	(5,095)
- Aumento de capital social	25	-	-	-	-	25
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	-	-	(29,850)	(2,674)	-	(32,524)
- Capitalización Acciones Serie A, neta de costos de emisión (Nota 20.1)	442,491	-	-	-	-	442,491
- Emisión de acciones adicionales Serie A, neta de costos de emisión (Nota 20.1)	70,739	-	-	-	-	70,739
- Opciones sobre acciones (Nota 32)	-	4,021	-	-	-	4,021
- Interés minoritario originado por combinación de negocios (Nota 30.1.3)	-	-	-	-	1,307	1,307
- Adquisición de interés minoritario (Nota 1)	-	-	-	-	(1,307)	(1,307)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	513,255	4,021	(34,945)	(2,674)	-	479,657

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de flujos de efectivo consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Notas	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
(Pérdida) / utilidad del año del ejercicio / período	(29,850)	(5,095)	42,379	(2,204)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:				
Partidas que no afectan efectivo:				
Incremento de reservas	7/10.2 1,664	-	1,154	-
Fluctuación cambiaria	11.3 (3,005)	-	(15,630)	-
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos	11.3 897	-	394	-
Incremento neto en provisiones	21 1,408	86	990	86
Descuento neto de activos y pasivos a valor presente	11.3 2,743	-	66	-
Opciones sobre acciones	4,021	-	1,471	-
Impuesto a la utilidad	47,419	38	(15,613)	38
Beneficios a empleados	22 368	-	-	-
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Depreciaciones	13 73,975	-	10,676	-
Amortización de activos intangibles	14 797	-	399	-
Ingresos por intereses	(2,532)	-	-	-
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	11.3 (1,415)	-	(22)	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Gastos por intereses	11.2 15,546	2,053	4,622	1,278
Títulos opcionales	11.3 8,860	-	5,787	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos y otros costos financieros	11.3 14,898	-	2,725	-
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(32,966)	(128)	(13,038)	10
Inventarios	(10,951)	-	364	-
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	34,162	836	29,929	(1,772)
Beneficios a empleados	(727)	-	(368)	-
Salarios y contribuciones sociales	3,576	-	1,238	-
Otros impuestos y regalías por pagar	9,979	-	7,015	-
Provisiones	551	-	(3,266)	-
Impuesto a la utilidad pagados	(16,642)	-	(6,573)	-
Flujos netos de efectivo generados (aplicados) en actividades operativas	122,776	(2,210)	54,699	(2,564)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	30.4 (708,136)	-	-	-
Adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(117,837)	-	(64,476)	-
Adquisiciones de otros activos intangibles	14 (31,486)	-	(31,562)	-
Recursos procedentes de la venta de otros activos financieros	16,680	-	-	-
Recursos procedentes de intereses cobrados	2,532	2,549	-	-
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(838,247)	2,549	(96,038)	-

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de flujo de efectivo consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Notas	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento				
Adquisición de interés minoritario	30.4	(1,307)	-	-
Aportación de capital	-	25	-	-
Títulos opcionales del promotor	-	14,840	-	-
Reembolsos de acciones Serie A redimibles	17.1.1	(204,590)	640,028	1,161
Emisión de acciones de Serie A neta de costos de emisión	20.5	95,000	-	-
Pago de costos de emisión por capitalización de acciones	20.1	(24,231)	(688)	-
Préstamos recibidos	17.1.1	560,000	-	-
Pago de costos de emisión de préstamos	17.1.1	(18,280)	-	-
Pago de préstamos	17.1.1	(260,000)	-	-
Gastos por intereses	17.1.1	(5,018)	-	-
Flujos netos de efectivo generados/(aplicados) en actividades de financiamiento		141,574	654,893	1,161
(Disminución)/Aumento de efectivo y equivalente de efectivo neto		(573,897)	655,232	(1,403)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio		655,232	-	4,069
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		(15,288)	2,551	-
Aumento / (disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		(573,897)	(42,027)	(1,403)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del ejercicio		66,047	66,047	2,666
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		24,939	24,939	-
Capitalización de acciones Serie A		442,491	-	-
Intercambio de activos		23,157	23,157	-

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

(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") estaba organizada como una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida 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" ("SAB").

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México (México), en la calle Paseo de la Reforma No. 243, Piso 18, Cuauhtémoc, Cuauhtémoc, Código Postal 6500.

Los principales objetivos de la Compañía son:

- (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

El 15 de agosto de 2017, fecha de la Oferta Pública Inicial ("OPI") en la Bolsa Mexicana de Valores, la Compañía obtuvo fondos por un monto de 650,017. La Compañía reembolsó parte de los fondos a los accionistas y usó otra parte, entre otras cosas, para financiar la Combinación de Negocios Inicial (en adelante la "combinación de negocios inicial"), como se describe a continuación.

Desde su fundación hasta el 4 de abril de 2018, todas las actividades de la Compañía se relacionaron con su constitución, la OPI y los esfuerzos dirigidos a detectar y consumir la combinación de negocios inicial. Antes del 4 de abril de 2018, la Compañía no generó ningún ingreso operativo ni realizó ninguna transacción significativa.

El 4 de abril de 2018, la Compañía, a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding I S.A. de C.V. ("VISTA I"), concluyó por un monto total en efectivo de 732,784 la combinación de negocios inicial mediante la adquisición de los siguientes negocios en Argentina:

Adquisiciones de Petrolera Entre Lomas S.A. Adquisición a Pampa Energía S.A. de:

- (i) un 58.88% de participación accionaria en Petrolera Entre Lomas S.A. (hoy denominada Vista Oil & Gas Argentina S.A., en adelante "Vista Argentina" o "Petrolera Entre Lomas S.A." o "PELSA"), una sociedad argentina que poseía una participación operativa directa del 73.15% en las concesiones de explotación de las áreas Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, ubicadas en la Cuenca Neuquina en las provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina (las "Concesiones EL-AA-BP");
- (ii) un 3.85% de participación directa en las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSAs;
- (iii) el 100% de participación en las concesiones de explotación de 25 de Mayo - Medanito SE ubicada en la cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina y;
- (iv) el 100% de participación en la concesión de explotación Jagüel de los Machos, ubicada en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina.

Adquisiciones de APCO Oil & Gas International Inc. ("APCO"). La adquisición a Pluspetrol Resources Corporation de:

- (i) un 100% de APCO Oil & Gas International, Inc. ("APCO"), que tiene el 100% de APCO; y
- (ii) una participación del 5% en APCO Argentina S.A. ("APCO Argentina").

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

Como resultado de la combinación de negocios descrita anteriormente, la Compañía obtuvo participación en las siguientes áreas de petróleo y gas:

- (i) En la cuenca Neuquina:
 - a. Una participación del 100% en las concesiones de explotación 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos (como operador);
 - b. Una participación del 100% en las concesiones de explotación de Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga (como operador);
 - c. Una participación del 55% en la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (como operador);
 - d. Una participación no operada del 45% en el lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste (operada por O&G Developments Ltd. S.A.);
- (ii) En la cuenca del Golfo San Jorge:
 - a. Una participación del 16.94% en la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (operada previamente por Roch. Con fecha 30 de abril de 2018, el operador cambió a Alianza Petrolera Argentina S.A., sociedad controlada por Cruz Energy); y
 - b. Una participación del 44% en el contrato de exploración Sur Río Deseado Este (operada por Roch S.A. Con fecha 30 de abril de 2018, el operador cambió a Quintana E&P Argentina S.R.L.).
- (iii) En la cuenca Noroeste:
 - a. Una participación del 1.5% en la concesión de explotación en Acambuco (operada por Pan American Energy).

Como resultado de las adquisiciones descritas anteriormente, a partir del 4 de abril de 2018, la actividad principal de la Compañía es la exploración y producción de petróleo y gas (Upstream) a través de sus subsidiarias.

Adicionalmente, el 25 de abril de 2018, la Compañía a través de VISTA I completó la adquisición del interés de capital restante (0.32%) de PELSA por un monto total en efectivo de 1,307. Esta transacción fue reconocida como una adquisición de participación no controladora.

El 22 de agosto de 2018, VISTA, a través de su filial argentina APCO, firmó un contrato de cesión de derechos con O&G Developments Ltd S.A. ("O&G") a través del cual asignó a O&G una participación del 35% en el lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO") y O&G asignó a APCO un 90% de su participación operativa en el permiso de exploración Águila Mora, ubicada en la provincia de Neuquén y en asociación con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP). La transacción se aprobó el 30 de noviembre de 2018, por lo tanto, la participación de APCO en CASO se redujo al 10%. Como resultado de esta transacción la Compañía intercambió una propiedad de petróleo y gas y obras en curso por un monto de 23,157, y recibió obras en curso por 13,157 y un crédito por anticipos por 10,000. No se registraron ganancias ni pérdidas como resultado de esta transacción.

El 29 de octubre de 2018, VISTA a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II, S.A. de C.V. ("VISTA II") completó la adquisición del 50% en tres bloques en los que 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; por un monto de 27,495 más un monto de 1,864 relacionado con el total de los gastos asignados menos el valor de hidrocarburos asignados.

Como resultado de esta transacción, que fue aprobada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos ("CNH") el 2 de octubre de 2018, VISTA obtuvo una participación del 50% en los siguientes bloques:

- (i) CS-01 y B-10, ambos serán operados por VISTA (sujeto a la aprobación de CNH de la transferencia de la operación la cual se espera será obtenida, aproximadamente, a mediados del 2019); y
- (ii) TM-01 será operado por Jaguar.

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la ejecución de la adenda a los acuerdos de licencia de los tres bloques entre CNH, Jaguar, Pantera y VISTA fue ejecutada.

Con fecha 31 de octubre de 2018, el Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires registró la redomiciliación de APCO Internacional de las Islas Caimán a Argentina y su cambio de nombre a "APCO Oil & Gas S.A.U." ("APCO SAU"). Como resultado, con efectos a dicha fecha, (i) APCO Internacional fue registrada como una entidad argentina; (ii) APCO SAU continúa la actividad de APCO Internacional en Argentina; y (iii) el registro de la Sucursal APCO Argentina antes de que se cancelara el Registro Público y la entidad dejara de existir.

Con fecha 1 de noviembre de 2018, el Consejo de Administración de Vista Argentina, APCO SAU y APCO Argentina acordó comenzar un proceso de fusión mediante el cual Vista Argentina absorberá todas las actividades y operaciones de APCO SAU y APCO Argentina, fijando como fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2019, por lo tanto, la administración de las sociedades fusionadas queda a cargo de Vista Argentina a partir de dicha fecha.

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 2018 y 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017, 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 mismos se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos financieros y contraprestaciones contingentes que se han medido al valor razonable. Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses y todos los valores se redondean al millar más cercano (dólares estadounidenses 000), excepto cuando se indique lo contrario.

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 19 de febrero de 2019.

2.2 Nuevas normas de contabilidad, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB, que aún no son efectivas y no han sido adoptadas anticipadamente por la Compañía

- La NIIF 16 se emitió en enero de 2016 y reemplaza a la NIC 17 Arrendamientos, la IFRIC 4 que determina si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC-15 Arrendamientos operativos-Incentivos y SIC-27 que evalúa la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un arrendamiento. La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta todos los arrendamientos bajo un modelo único en el balance general similar a la contabilidad para los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios: arrendamientos de activos de "poco valor" (por ejemplo, computadoras personales) y arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo para realizar los pagos del arrendamiento (es decir, el pasivo del arrendamiento) y un activo que representa el derecho a usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo con derecho de uso). Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto por intereses en el pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación en el activo por derecho de uso.

También se requerirá que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos de arrendamiento futuros resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar esos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo de arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 se mantiene sustancialmente sin cambios respecto de la contabilidad actual según la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación que en la NIC 17 y distinguiendo entre dos tipos de arrendamientos: los arrendamientos operativos y los arrendamientos financieros.

La NIIF 16 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, con aplicación anticipada permitida, pero no antes de que la entidad aplique la NIIF 15. Un arrendatario puede optar por aplicar el enfoque retrospectivo completo o un enfoque retrospectivo modificado. Además, las disposiciones transitorias de la norma permiten ciertas exenciones para la aplicación inicial del IFRS 16.

La NIIF 16 requiere que los arrendatarios y los arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.

Transición a la NIIF 16

La Compañía planea usar el enfoque retrospectivo modificado para adoptar la NIIF 16. La Compañía elegirá usar las exenciones aplicables a la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los términos del arrendamiento finalizan dentro de 12 meses a partir de la fecha de la aplicación inicial, y los contratos de arrendamiento para lo cual el activo subyacente es de bajo valor.

Durante 2018, la Compañía realizó una evaluación de impacto detallada de la NIIF 16 y concluyó que, a partir del 1 de enero de 2019, el pasivo de arrendamiento y el correspondiente activo de "derecho de uso" ascenderían, aproximadamente, a 14,500.

La información sobre los arrendamientos de la Compañía actualmente clasificados como arrendamientos operativos, que no se reconocen en el estado de situación financiera consolidada, se presenta en la Nota 28.

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

- CINIIF 23 "Incertidumbre sobre los Tratamientos del Impuesto Sobre la Renta": emitido en junio de 2017. Esta interpretación aclara cómo aplicar la NIC 12 cuando existe incertidumbre para determinar el impuesto a la utilidad. De acuerdo con la interpretación, una entidad debe reflejar el efecto del tratamiento fiscal incierto utilizando el método que mejor predice la resolución de la incertidumbre, ya sea a través del método del monto más probable o del valor esperado. Además, una entidad asumirá que la autoridad tributaria examinará los montos y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada a la evaluación de un tratamiento fiscal incierto en la determinación del impuesto a la utilidad. La interpretación se aplicará para los períodos anuales de presentación de informes que comiencen en o después del 1 de enero de 2019 y se permitirá la aplicación anticipada. La Compañía está analizando el impacto de la aplicación del CINIIF 23, sin embargo, estima que no tendrá ningún impacto material en los resultados de operaciones o la posición financiera de la Compañía.

- Modificaciones a la NIIF 9 "Características de cancelación anticipada con compensación negativa" NIIF 9 "Instrumentos financieros": Las modificaciones a la NIIF 9 aclaran que para evaluar si una característica de cancelación anticipada cumple con la condición de Solamente Pagos de Principal e Intereses ("SPPI"), la parte que ejerce la opción puede pagar o recibir una compensación razonable por el pago anticipado independientemente de la razón del pago anticipado. En otras palabras, las características de cancelación anticipada con compensación negativa no fallan automáticamente en SPPI. La modificación se aplica a los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada. Existen disposiciones de transición específicas que dependen de cuándo se aplican las modificaciones por primera vez, en relación con la aplicación inicial de la NIIF 9. La Compañía está analizando el impacto de su aplicación; sin embargo, estima que no tendrá ningún impacto en el resultado de las operaciones o la posición financiera de la Compañía, ya que no tiene características de prepago.

- Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 "Venta o Contribución de Activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto": Las modificaciones abordan el conflicto entre la NIIF 10 y la NIC 28 al tratar con la pérdida de control de una subsidiaria que se vende o contribuye a una asociada o a un negocio conjunto. Adicionalmente, aclaran que la ganancia o pérdida resultante de la venta o contribución de los activos que constituyen un negocio, como se define en la NIIF 3, entre un inversor y su asociada o negocio conjunto, se reconoce en su totalidad. Sin embargo, cualquier ganancia o pérdida que resulte de la venta o contribución de activos que no constituyen un negocio, sólo se reconoce en la extensión de la participación de los inversionistas no relacionados en la asociada o inversión en asociadas. El IASB ha diferido la fecha de vigencia de estas modificaciones por tiempo indefinido, pero una entidad que adopta las modificaciones anticipadamente debe aplicarlas prospectivamente.

La Compañía aplicará estas modificaciones cuando entren en vigencia y se encuentra evaluando el impacto en sus estados financieros.

- Modificaciones a la NIC 19: "Modificación, Reducción o Liquidación del Plan de Beneficios a Empleados".

Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante el período anual en el que se informa, se requiere que la Compañía:

- Determine el costo del servicio actual por el resto del período después de la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando las suposiciones actuariales empleadas para volver a medir el pasivo (activo) por prestaciones definidas neto que reflejan las prestaciones ofrecidas bajo el plan y los activos del plan después de ese evento.
- Determine el interés neto por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo neto que refleja las prestaciones ofrecidas por el plan, los activos del plan después de ese evento y la tasa de descuento utilizada para volver a medir ese pasivo (activo) por beneficios definidos netos.

Las modificaciones también aclaran que la Compañía determina en primer lugar cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto de limitación de activos. Esta cantidad se reconoce en el estado de resultados. Adicionalmente, la Compañía determina el efecto de limitación de activos después de la modificación mencionada y cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los montos incluidos en el interés neto, se reconoce en otros resultados integrales.

Las modificaciones se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que se produzcan en o después del comienzo del primer período anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida. Estas modificaciones se aplicarán a cualquier futura modificación, reducción o liquidación de los planes de la Compañía. La Compañía está analizando el impacto de su aplicación; sin embargo, estima que no tendrá ningún impacto en los resultados de operaciones o en la posición financiera.

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

- Mejoras a las NIIF – Período 2015-2017:

Estas mejoras incluyen:

- 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 realizada por etapas, incluida la remediación de su participación previamente mantenida en los activos y pasivos de la operación conjunta al 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 se aplicarán a las futuras combinaciones de negocios de la Compañía.

- NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”:

Una compañía que participa en una operación conjunta, sin tener el control conjunto, puede obtenerlo de acuerdo a lo que se define en la NIIF 3. Estas modificaciones especifican que el interés previamente adquirido en una operación conjunta no es remedido.

Una entidad aplica esas modificaciones a las transacciones en las que obtiene el control conjunto a partir del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida. Estas modificaciones actualmente no son aplicables a la Compañía, pero pueden aplicarse a transacciones futuras.

- NIC 12 “Impuestos a las Ganancias”:

Las modificaciones aclaran que los efectos del impuesto a la utilidad sobre los dividendos están vinculadas directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron beneficios distribuibles. Por lo tanto, la Compañía debe reconocer este resultado en el estado de resultados, otros resultados integrales o capital; según el ítem donde la Compañía reconoció originalmente esas transacciones o eventos pasados.

Las modificaciones antes mencionadas, aplican para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, y se permite su aplicación anticipada. Cuando una entidad aplica por primera vez estas enmiendas, las aplica únicamente a las consecuencias del impuesto a la utilidad sobre los dividendos reconocidos a o después del inicio del período comparativo más temprano. Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, la Compañía no espera ningún efecto en sus estados financieros.

- NIC 23 “Costos financieros”

Las modificaciones aclaran que una entidad tratará como parte de los préstamos generales cualquier préstamo específico originalmente contraído para desarrollar un activo apto si una vez que se completaron sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos, el préstamo permanece pendiente de cancelación y pasará a considerarse parte de los préstamos generales al calcular la tasa de capitalización de los mismos.

Una entidad aplica esas modificaciones a los costos por préstamos incurridos en o después del comienzo del período de anual en el cual la entidad aplica esas enmiendas por primera vez. Una entidad aplica esas modificaciones para los periodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose su aplicación anticipada. Dado que la política contable de la Compañía está en línea con estas modificaciones, la Compañía no espera ningún efecto en sus estados financieros.

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 (por ejemplo, derechos actuales que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la entidad que recibe la inversión);
- Exposición o derechos a rendimientos variables de su participación con 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.

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

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.

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 administración, 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 consolidado de resultados y otros resultados integrales, el Estado consolidado de variaciones en el capital y el Estado consolidado de situación financiera respectivamente.

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

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

Nombre de la Subsidiaria	Porcentaje de participación accionaria y poder de voto en manos de la Compañía %		Lugar de incorporación y operación	Actividad principal
	31 de diciembre de 2018	31 de diciembre de 2017		
Vista Holding I S.A. de C.V.	100%	100%	México	Controladora
Vista Holding II S.A. de C.V.	100%	100%	México	Controladora
Vista Holding III S.A. de C.V.	100%	-%	México	Controladora
Vista Complemento S.A. de C.V.	100%	-%	México	Controladora
Vista Oil & Gas Argentina S.A. ⁽³⁾	100%	-%	Argentina	Exploración y producción ⁽¹⁾
APCO Oil & Gas S.A.U. ⁽⁴⁾	100%	-%	Argentina	Exploración y producción ⁽¹⁾
APCO Argentina S.A.	100%	-%	Argentina	Controladora
Aleph Midstream S.A. ⁽²⁾	100%	-%	Argentina	Servicios
Aluvional Infraestructura S.A. ⁽²⁾	100%	-%	Argentina	Servicios

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

(2) Las empresas establecidas después de la Combinación de Negocios Inicial se completaron el 4 de abril de 2018

(3) Anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.

(4) Anteriormente conocido como APCO Oil & Gas Internacional, Inc.

La participación de VISTA 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 las subsidiarias que no dan como resultado que la Compañía pierda el control sobre las subsidiarias se contabilizan como transacciones de capital.

2.3.2. Acuerdos conjuntos

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 y otros acuerdos, pero no tiene negocios conjuntos.

Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el acuerdo. El control conjunto existe cuando las decisiones sobre las actividades del negocio requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Cuando la Compañía realiza sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, la Compañía como un operador conjunto debe reconocer en proporción a su interés en el acuerdo conjunto:

- Activos y pasivos que mantiene conjuntamente;
- Ingresos por la venta de su parte de la producción derivada de la operación conjunta;
- Su participación en los ingresos por la venta de la producción por la operación conjunta; y
- Sus gastos, incluida la parte de los gastos incurridos conjuntamente.

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

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.

2.3.3 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.

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.

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

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.

2.3.4. 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 y otros resultados integrales.

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 de Dirección Ejecutiva, 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 e identificado como el Jefe de Toma de Decisiones Operativas (“CODM” por sus siglas en inglés).

2.4.2 Propiedad, planta y equipos

La propiedad, planta y equipos se mide siguiendo el modelo de costos donde, después del reconocimiento inicial del activo, el activo se valúa al costo menos la depreciación y menos cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los costos subsecuentes se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, solo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con el artículo 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.

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

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 de reporte, con el efecto de cualquier cambio en el estimado contabilizado 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, según corresponde, excepto en el caso de activos cuya vida útil es menor que la vida de la reserva, en cuyo caso, se aplica el método de línea recta. 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.

Los terrenos no se deprecian.

La vida útil de los activos no relacionados con las actividades antes mencionadas se estima de la siguiente manera:

Edificios	50 años
Vehículos	5 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Equipamiento de computación	3 años
Muebles	10 años

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 de retiro de activos.

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.

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

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.

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 administración 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. Si una disminución en el pasivo excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce inmediatamente en los resultados del ejercicio.

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 es parte de una unidad generadora de efectivo y se elimina parte de la operación dentro de esa unidad, el mismo asociado con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación cuando se determina la ganancia o pérdida. El crédito mercantil transferido en estas circunstancias se mide en función de los valores relativos de la unidad generadora de efectivo dispuesta.

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 monto recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y 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 (Unidades Generadoras de Efectivo). Los activos no financieros que han sido amortizados son revisados para una posible reversión del deterioro al final de cada periodo de reporte.

2.4.5 Conversión de moneda extranjera

2.4.5.1 Moneda funcional y de presentación.

La moneda funcional para la Compañía y cada una de sus subsidiarias es la moneda del entorno económico primario en el que opera cada entidad. La moneda funcional de cada una de las entidades es el dólar estadounidense, que es la moneda de presentación de la Compañía. La determinación de la moneda funcional puede involucrar ciertos juicios para identificar el entorno económico primario y la entidad matriz reconsidera la moneda funcional de sus entidades 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 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 consolidado y otros resultados integrales, a menos que se hayan capitalizado.

Los tipos de cambio utilizados al final de cada período de reporte son la tasa de venta de cierre para activos y pasivos monetarios y la tasa de cambio de venta transaccional para transacciones en moneda extranjera.

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, el Compañía puede elegir irrevocablemente en el momento del reconocimiento inicial, presentar los cambios en el valor razonable a través de otro resultado integral. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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. 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.

Cuentas por cobrar y otras cuentas

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.

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

Las 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.

En su caso, las deducciones por créditos fiscales esperadas se han reconocido sobre la base de estimaciones sobre su imposibilidad de cobro dentro de su período de limitación legal.

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 de la Compañía espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original.

Para las cuentas por cobrar y otras cuentas, 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 dos criterios siguientes: la Compañía tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; y la Compañía pretende liquidar sobre una base neta o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente. Un derecho de compensación es aquel que tiene la Compañía para liquidar un importe a pagar a un acreedor aplicando contra él un importe a cobrar de la misma contraparte.

La jurisdicción y las leyes aplicables a las relaciones entre las partes se consideran a la hora de evaluar si existe un derecho vigente legalmente exigible a la compensación.

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.4.6.2.1 Clasificación como deuda o capital.

Los instrumentos de deuda y capital emitidos por la Compañía se clasifican como pasivos financieros o capital de acuerdo a la naturaleza del contrato y de la definición de pasivos financieros e instrumentos de capital.

Para emitir un número variable de acciones, un acuerdo contractual se clasifica como un pasivo financiero y se mide a valor razonable. Los cambios en el valor razonable se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

2.4.6.2.2 Instrumentos de capital

Un instrumento de capital es cualquier contrato que evidencia una participación en los activos netos de una entidad, y se reconocen en los ingresos recibidos, netos de los costos directos de emisión.

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

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.

A la fecha de estos estados financieros consolidados, 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 permanecerá en el capital hasta que se ejerza la opción de conversión, en cuyo caso, el saldo reconocido en el capital se transferirá a otra cuenta de capital. Cuando la opción de conversión no se ejerza en la fecha de vencimiento de las obligaciones negociables, el saldo reconocido en el capital se transferirá 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 ingresos 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 costos 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 1) contraprestación contingente de una adquirente en una combinación de negocios, 2) operaciones mantenidas para fines comerciales o 3) designados como valor razonable con cambios en resultados, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

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

Los préstamos se clasifican como pasivos corrientes a menos que la Compañía tenga el derecho incondicional de diferir la liquidación del pasivo por al menos 12 meses después del período del informe.

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

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 se reconocen en el momento en el que el control de los bienes se transfiere al cliente generalmente 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 a 45 días después de la entrega. La Compañía ha llegado a la conclusión de que actúa como principal en sus acuerdos de ingresos porque normalmente controla los bienes o servicios 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 serán 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 2017 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. (Ver Nota 2.4.6.1.).

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 2018 y 2017 la Compañía no tenía ningún pasivo contractual.

Otros ingresos

Los otros ingresos operativos corresponden, principalmente, a ventas 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 Primeras Entradas – Primeras Salidas.

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 la sesión de “Propiedades, 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 Inversiones en la cuenta de depósito en garantía

Los montos depositados en la cuenta de depósito en garantía representaban los ingresos de la Oferta Pública Inicial por 650,017 que fueron convertidos a dólares estadounidenses y se invirtieron en una cuenta de depósito en garantía en el Reino Unido (la "cuenta de depósito en garantía") con Citibank N.A London Branch que actuaba como depositario. Dichos recursos estaban depositados al 31 de diciembre de 2017 en una cuenta que devengaba intereses y se clasificaban como activos restringidos debido a que la Compañía solo podía utilizar esos montos en relación con la consumación de una combinación de negocios inicial.

Al 31 de diciembre de 2017, la cuenta de depósito en garantía tenía un valor razonable de 652,566, de los cuales 2,550, eran el resultado de los ingresos financieros. Dichos intereses podían ser liberados a la Compañía para (i) liquidar obligaciones tributarias; (ii) financiar el capital de trabajo por un monto que no excediera de 750 por año durante un máximo de 24 meses; y (iii) en caso de que no pueda celebrarse una Combinación de Negocios Inicial dentro de los 24 meses posteriores al cierre de esta Oferta, se pague hasta 100 en gastos de disolución.

El 4 de abril de 2018, la Compañía consumó su combinación de negocios inicial y, consecuentemente, una parte de los montos acumulados en la cuenta de depósito en garantía en dicha fecha por un monto de 653,781 fueron utilizados para reembolsar a los accionistas de la Serie A que ejercieron sus derechos de canje por un monto de 204,590. Las ganancias remanentes fueron capitalizadas por un monto de 422,991, netas de sus gastos de emisión diferidos por 19,500 y algunos gastos de emisiones en la OPI por un monto de 6,700.

La nota 20.1 proporciona más detalles sobre la capitalización de los ingresos de la Serie “A” obtenidos en la OPI.

2.4.11 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.

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

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. Dado que la Compañía no tuvo ganancias por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Compañía no ha creado esta reserva.

c. Pérdidas acumuladas

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 del beneficio fiscal neto ("CUFIN").

Para las subsidiarias argentinas, de acuerdo con la Ley No. 25,063, los dividendos distribuidos en efectivo o en especie, en exceso de las ganancias fiscales acumuladas al cierre del año fiscal inmediatamente anterior a la fecha de pago o distribución, estaban sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto por pago único y definitivo.

La sanción de la Ley No. 27,430, publicada el 29 de diciembre de 2017 (Ver Nota 31), eliminó esta retención de impuestos sobre los dividendos para las nuevas ganancias generadas por los años fiscales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2018. Esa ley lo reemplaza con una retención de 7% para los años fiscales 2018 y 2019 y 13% para los años fiscales subsiguientes, sobre dividendos distribuidos por compañías de capital a favor de sus accionistas, cuando son personas físicas o sucesiones indivisas residentes de Argentina o beneficiarios que residen en el exterior de Argentina.

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 liberan, como se indica en la Nota 31.1.2.

2.4.12 Beneficios para empleados

2.4.12.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por sueldos y salarios, incluidos los beneficios no monetarios que se esperan liquidar en su totalidad dentro de los 12 meses posteriores al final del período en que los empleados prestan el servicio relacionado, se reconocen con respecto a los servicios de los empleados hasta el final del período y se miden a los montos que se espera pagar cuando se liquiden los pasivos. Los mismos 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 los empleados se paga a los empleados calificados de la Compañía. La ganancia de los empleados en México se calcula utilizando el mismo ingreso imponible para el impuesto a la utilidad, 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.

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

2.4.12.2 Plan de beneficios definidos

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los períodos 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.

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 consolidados 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 anualmente 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.

2.4.13 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 temporarias 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 períodos terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Compañía no ha capitalizado ningún costo financiero, dado que no tuvo activos calificables.

2.4.14 Provisiones y pasivos contingentes

La Compañía reconoce las provisiones cuando tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar dicha obligación, y la cantidad puede estimarse de manera confiable. No se reconocen provisiones por futuras pérdidas operativas.

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, el reembolso se reconoce como un activo separado.

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.

Los pasivos contingentes no se reconocen. 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)

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

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

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

2.4.14.1 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 y es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar la obligación y una estimación confiable de la cantidad que se deba incurrir.

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. Cualquier reducción en el pasivo por taponamiento y abandono de pozos y, por lo tanto, cualquier deducción del activo con el que se relaciona no puede exceder el valor en libros de ese activo. Si lo hace cualquier excedente con respecto al valor contable en libros se transfiere inmediatamente a resultados.

Si el cambio en la estimación da como resultado un aumento en el pasivo por taponamiento y, por lo tanto, una adición al valor en libros del activo, la Compañía considera si existe o no una indicación 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 correspondiente a la diferencia temporal en un activo de taponamiento y abandono del pozo.

2.4.14.2 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.

2.4.15 Impuesto sobre la renta e impuesto sobre la renta mínima presunta

2.4.15.1 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 consolidado y otros resultados integrales, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital. En este caso, el impuesto también se reconoce en otro resultado integral o directamente en el capital, respectivamente.

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

El cargo por impuesto sobre la renta corriente se calcula en base a las leyes tributarias promulgadas al final del período del informe. 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, si 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 las declaraciones de impuestos sobre la renta de esta. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando la cantidad más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

El impuesto sobre la renta diferido se reconoce, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus valores en libros en los estados financieros. Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo que provengan del reconocimiento del crédito mercantil.

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 de reporte 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 temporarias de las inversiones en subsidiarias y asociadas, excepto en el caso del pasivo por impuestos sobre la renta diferidos, en el que la Compañía controla el momento de la reversión de la diferencia temporaria y es probable que la diferencia temporaria no se vaya a revertir 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 temporarias y se espere que se reviertan en un futuro previsible.

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido 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 diferentes entidades imponibles donde hay una 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 pasivos y activos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el período en que se liquida el pasivo o el activo realizado, sobre la base de las tasas impositivas (y leyes fiscales) que se han promulgado al final del período de presentación de informe.

La medición de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la manera en que la Compañía espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

Las tasas de impuesto a la utilidades vigentes al 31 de diciembre de 2018 en México y Argentina (ver Nota 31.1.1) es del 30% y al 31 de diciembre de 2017 del 30% en México ya que la Compañía no tenía operaciones en Argentina en dicho año.

2.4.15.2 Impuesto sobre la renta mínima presunta

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

Este impuesto es complementario al impuesto sobre la renta en Argentina y solo será 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.

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.

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

Al final de cada período, la Compañía analiza la recuperabilidad del crédito, y las reservas se crean siempre que se estime que los montos pagados por este impuesto no serán recuperables dentro del período de anterior a su prescripción legal, tomando en consideración los planes de negocio actuales de la Compañía.

Al 31 de diciembre 2018 y al 31 de diciembre de 2017, el impuesto sobre la renta determinado fue superior al impuesto sobre la renta mínima presunta determinado para ambos años, por lo que no se reconoció ningún impuesto sobre la renta mínima presunta a dichas fechas. La Compañía no tiene ningún activo por impuesto sobre la renta mínima presunta incluido en otras cuentas por cobrar correspondientes a años anteriores.

2.4.16 Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo es (o contiene) un contrato de arrendamiento se basa en la sustancia del mismo al inicio del contrato. El acuerdo es, o contiene, un arrendamiento si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo (o activos) específico y el acuerdo transmite un derecho de uso del activo (o activos), incluso si ese activo no es (o esos) especificado explícitamente en un acuerdo.

Un contrato de arrendamiento se clasifica en la fecha de inicio como financiero u operativo. Un arrendamiento que transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de la Compañía se clasifica como un arrendamiento financiero.

Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del contrato al valor razonable de la propiedad arrendada o, si es menor, al valor actual de los pagos mínimos del arrendamiento. Los pagos de arrendamiento se distribuyen entre los cargos financieros y la reducción del pasivo de arrendamiento a fin de lograr una tasa de interés constante sobre el saldo restante del pasivo. Los cargos financieros se reconocen en costos financieros en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales, a menos que sean directamente atribuibles a activos calificados, en cuyo caso se capitalizan de acuerdo con la política general de la Compañía sobre costos de endeudamiento. Los arrendamientos contingentes se reconocen como gastos en los periodos en que se incurren.

Un activo arrendado se amortiza durante la vida útil del activo. Sin embargo, si no existe una certeza razonable de que la Compañía obtendrá la propiedad al final del plazo del arrendamiento, el activo se amortizará durante el período más corto de la vida útil estimada del activo y el plazo del arrendamiento.

Un arrendamiento operativo es aquel que no fue definido como arrendamiento financiero. Los pagos de arrendamiento operativo se reconocen como un gasto en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los arrendamientos contingentes que surgen de arrendamientos operativos se reconocen como un gasto en el período en que se incurren.

En el caso de que se reciban incentivos de arrendamiento para entrar en arrendamientos operativos, dichos incentivos se reconocen como un pasivo. El beneficio agregado de los incentivos se reconoce como una reducción del gasto de alquiler en línea recta, excepto cuando otra base sistemática es más representativa del patrón temporal en el que se consumen los beneficios económicos del activo arrendado.

2.4.17 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). No hay pagos basados en acciones que se liquiden en efectivo.

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 32).

Ese costo se reconoce en el gasto de prestaciones para empleados, junto con el aumento correspondiente en el capital (Opción de Compra de 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 consolidado y otros resultados integrales para un período representa el movimiento en el gasto acumulado reconocido al principio y al final de ese período.

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

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 las ganancias por acción diluidas (se proporcionan más detalles en la Nota 12).

La Compañía aprobó un Plan de Incentivos a Largo Plazo ("LTIP" por sus siglas en inglés) que consiste en un plan para que VISTA 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: 1) Plan de opción de compra de acciones, 2) Unidades de acciones restringidas, y 3) 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 salarios y contribuciones sociales, 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 la concesión, 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 salarios y contribuciones sociales durante el período de servicio requerido.

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 2018, la Compañía no ha otorgado ningún PRS.

2.5 Marco regulatorio

A- Argentina

Petróleo y gas

2.5.1 Modificación de la Ley de Hidrocarburos de Argentina

El 29 de octubre de 2014, el Congreso Nacional promulgó la Ley No. 27,007 que modifica la Ley No. 17,319 de Hidrocarburos. Esta ley incorpora nuevas técnicas de perforación disponibles en la industria petrolera, así como cambios relacionados principalmente con los términos y prórrogas de los permisos de exploración y concesiones de explotación, cánones y regalías, nuevos conceptos legales para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la plataforma continental y el mar territorial, y un régimen de promoción de conformidad con el Decreto del Poder Ejecutivo No. 929/13, entre otros factores clave para la industria.

A continuación, se detallan los principales cambios introducidos por la Ley No. 27,007:

- a) 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.
- b) 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.
- c) Prevé dos tipos de compromisos no vinculantes entre el Gobierno Nacional y las Provincias con el objetivo de establecer una legislación ambiental uniforme y adoptar un tratamiento fiscal uniforme para alentar las actividades de hidrocarburos.
- d) 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.
- e) La extensión del Régimen de Promoción de Inversiones para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto No. 929/2013) se establece para proyectos que representan una inversión directa en moneda extranjera de al menos 250,000, aumentando los beneficios para otro tipo de proyectos.
- f) La reversión y la transferencia de permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos en áreas marinas nacionales se establece cuando no existen contratos de asociación suscritos con Energía Argentina S.A ("ENARSA") a la Secretaría Nacional de Energía.

2.5.1.1 Retenciones a las exportaciones de hidrocarburos

El 4 de septiembre de 2018, de conformidad con el Decreto No. 793/2018, el Gobierno argentino estableció hasta el 31 de diciembre de 2020, un impuesto a la exportación del 12% sobre las materias primas con un tope de ARS 4 por cada dólar estadounidense para las materias primas primarias (incluido el petróleo y gas) y ARS 3 para otros productos manufacturados. Si bien la Compañía no exporta hidrocarburos, los precios internos están influenciados por esta regulación.

2.5.2 Mercado del gas

Durante los últimos años, el Gobierno Nacional 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 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 gas licuado de petróleo 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 mediante las resoluciones No. 22/14 y No. 139/14) estableció un precio que oscila entre 4 US\$ / MMBTU y 7.5 US\$ / MMBTU, basado en la curva de producción más alta alcanzada.

El 6 de marzo de 2014 y el 30 de enero de 2015, la Compañía se registró en este programa de conformidad con las Resoluciones No. 20 / 14 de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

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

El 4 de enero de 2016, se aprobó el Decreto No. 272/15 que disolvió la Comisión creada de conformidad con el Decreto Ejecutivo No. 1,277/12 y estableció que los poderes asignados a ella serán ejercidos por el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM").

El 20 de mayo de 2016, el Decreto No. 704/16 autorizó la entrega de bonos nominados en dólares estadounidenses emitidos por el Gobierno argentino (BONAR 2020) por un valor nominal de 6,211 para la cancelación de los montos pendientes al 31 de diciembre de 2015. Además, el Decreto impuso restricciones a la transferencia de dichos bonos hasta el 31 de diciembre de 2017, con un límite de hasta un 3% mensual sin penalización, excepto a las subsidiarias y/o afiliadas, y exigió la presentación de información mensualmente.

El 3 de abril de 2018, el MEyM emitió la Resolución No. 97/18 que aprueba el procedimiento para la liquidación de las compensaciones pendientes bajo este programa. Las empresas beneficiarias que eligieron para la aplicación del procedimiento incluido en la resolución antes mencionada deben declarar su adhesión al mismo dentro del plazo de veinte días hábiles, renunciando a todo derecho, acción, apelación y reclamación, presente o futura, tanto en la jurisdicción administrativa como judicial, en relación con el pago de las obligaciones derivadas del Programa.

El 2 de mayo de 2018, la Compañía presentó ante el MEyM el formulario de adhesión, manifestando su consentimiento y aceptación de los términos y el alcance de la resolución antes mencionada. Los saldos pendientes al 31 de diciembre de 2017, sujetos a esta liquidación, ascendían a 14,366 para PELS A (Nota 16) y 4,667 para APCO Sucursal Argentina que se adquirió el 4 de abril de 2018 (Nota 30). La resolución establece una compensación estimada de 13,569 para PELS A y de 4,700 para APCO Sucursal Argentina debido al reconocimiento de montos más altos en términos de dólares estadounidenses que los montos originales en pesos argentinos convertidos al tipo de cambio vigente. El procedimiento de liquidación previsto por la Resolución establece que los montos se pagarán en treinta cuotas mensuales iguales y consecutivas a partir del 1 de enero de 2019. Debido a esta resolución, la Compañía reconoció durante el año terminado el 31 de diciembre de 2018 una pérdida neta de aproximadamente 1,760 para el crédito adicional reconocido, el canon extraordinario en SGIC y el reconocimiento del valor presente de este crédito según los nuevos términos, netos de la ganancia reconocida sobre el valor presente del pasivo del canon extraordinario dentro de las cuentas de resultados financieros. El saldo pendiente al 31 de diciembre de 2018 es de 15,948. (Ver Nota 16).

2.5.2.2 Acuerdo para suministro de gas a distribuidores

El 29 de noviembre de 2017, la Compañía, junto con los principales productores argentinos de gas, determinó con el MEyM los términos para el suministro de gas natural a los distribuidores con el objetivo de establecer condiciones básicas para la compra del suministro de gas por parte de los distribuidores, a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 (el "período de transición").

Además, estableció la continuidad de la reducción gradual y progresiva de subsidios, todo dentro del marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, que se produce dentro del período de vigencia de dichos términos y condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019 considerado como el "período de transición" hasta que el precio de los acuerdos de suministro de gas natural sea el precio resultante de la libre interacción de la oferta y la demanda.

Los lineamientos establecidos en los términos y condiciones incluyen, entre otros, el reconocimiento del derecho a transferir a la tarifa de gas el costo de adquisición de gas pagado por los usuarios y consumidores; establece los volúmenes disponibles que cada productor y cada cuenca deben poner diariamente a disposición de los distribuidores para cada mes, quienes podrán manifestar su falta de interés antes de una fecha determinada establecida en los términos y condiciones; establece sanciones por incumplimiento de cualquiera de las partes en cuanto a su obligación de entregar o recibir el gas; establece los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos años entre 2018 y 2019, en dólares estadounidenses, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos en las negociaciones gratuitas aplicables; establece lineamientos de pago para las compras realizadas por las distribuidoras a los productores; ENARSA asume la obligación de abastecer la demanda correspondiente a las áreas alcanzadas por los subsidios de consumo de gas residencial contemplados en el artículo 75 de la Ley No. 25,565 (correspondientes a las áreas de menor precio del gas residencial cobrado a los usuarios y a los consumidores), durante el período de transición.

Los términos y condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de sus respectivos acuerdos individuales, sin que esto sea interpretado como una obligación. Además, los términos y condiciones establecen pautas para la terminación anticipada en caso de incumplimiento de alguna de las partes.

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 dólar estadounidense cada uno y 8,081 mediante bonos BONAR 2024 con un valor nominal de un dólar estadounidense cada uno, basado en el Decreto No. 1.330/15 mencionado anteriormente.

2.5.3.2 Acuerdo de la industria Argentina de hidrocarburos para la transición a precios internacionales

En diciembre de 2015, luego de que el nuevo Gobierno asumiera el cargo, el tipo de cambio oficial se depreció significativamente, afectando así directamente los costos del petróleo crudo para los refinadores. En este sentido, el Gobierno, junto con los productores y refinadores de Argentina, acordaron los precios internos del petróleo crudo para el año 2016. Se definió un precio de 67.5 y 54.9 por barril para el tipo Medanita y el tipo Escalante respectivamente, durante los primeros siete meses y la aplicación de un descuento del 2%, 4%, 6%, 8% y 10% en los mencionados precios para el resto de los meses, respectivamente.

El 11 de enero de 2017, el Gobierno y los productores y refinadores argentinos firmaron el Acuerdo para la Transición de la Industria de Hidrocarburos de Argentina a Precios Internacionales, con el objetivo de lograr la paridad internacional para el precio del crudo nacional producido y comercializado en Argentina durante 2017.

El 21 de marzo de 2017, la Orden Ejecutiva No. 192/2017 creó el Registro de Operaciones de Importación de Derivados de Petróleo Crudo y Derivados del Petróleo y estableció posiciones arancelarias para ciertos productos sujetos a requisitos de registro y autorización.

No obstante, lo anterior, el acuerdo estipulaba el poder de cualquiera de las partes para abandonar el acuerdo durante su vigencia, que también estaba sujeto al cumplimiento de ciertas variables como el tipo de cambio o el precio del petróleo crudo Brent dentro de ciertos parámetros establecidos. Durante el último trimestre de 2017, el acuerdo de precio fue suspendido porque consideraba esta suspensión en caso de que el precio internacional promedio de 10 días superara el precio local, pero también establece que puede ser restablecido si el precio promedio del crudo Brent se posiciona por debajo del precio local por más de 10 días.

Desde entonces, los actores del mercado - productores y refinadores - comenzaron a acordar libremente los precios internos del petróleo, generalmente válidos sobre una base de mes calendario y vinculados al índice de referencia internacional de Brent, manteniendo al mismo tiempo los límites del tipo de cambio.

2.5.4 Regalías y otros canones

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, 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 gas licuado a precio de boca de pozo. Las regalías se registran dentro del costo de ventas.

A partir de julio de 2009, como parte del acuerdo de extensión de concesiones con la Provincia del Neuquén, mencionado en la Nota 29.3, se incluyó un canon extraordinario sobre producción del 3%, por la producción correspondiente al territorio neuquino del área Entre Lomas y al área Bajada del Palo.

Asimismo, a partir de la declaración de comercialidad de los campos Charco del Palenque y Jarilla Quemada en Agua Amarga, a partir del mes de noviembre de 2009 y agosto de 2015, respectivamente, se abona a la Provincia de Río Negro un compromiso de aporte del 6.5% sobre la producción mensual de dichos lotes.

Finalmente, también como parte del contrato de extensión de la concesión con la Provincia de Río Negro, mencionado en la Nota 29.3.1, se incluyó un aporte complementario equivalente al 3% de la producción correspondiente al territorio rionegrino del área de Entre Lomas.

B- México

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 gas licuado de petróleo, y el transporte (a través de tuberías) y el almacenamiento relacionado de productos petroquímicos, incluido el etano.

La legislación promulgada en 2014 incluye la Ley Mexicana de Hidrocarburos (Ley de Hidrocarburos), que preserva la propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras se encuentra 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 otorga a las entidades del sector privado un permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía de México 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.

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 permisos de comercialización otorgados por la Comisión Reguladora de la Energía de México y los permisos de importación y exportación otorgados por el Ministerio de Energía de México.

Agencia Gubernamental Autorizada

El Ministerio de Energía (SENER) es el 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. El Ministerio de Finanzas (SHCP) aprueba todos los términos fiscales que se aplican a los contratos. El Ministerio de Hacienda 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 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 Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Regulaciones del Mercado

De acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el año fiscal de 2017 (Ley de Ingresos Federales 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.

Ley Federal de Medio Ambiente

La Ley Federal de Responsabilidad Ambiental (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.

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

2.6 Reclasificaciones

Se han efectuado ciertas reclasificaciones sobre algunos rubros de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017, a efectos de su presentación uniforme con los estados financieros consolidados al 2018. El efecto de estas reclasificaciones fue reconocido retrospectivamente en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017, de conformidad con la IAS 8, políticas contables, estimaciones contables.

	Al 31 de diciembre de 2017	
	Reporte original	Reporte reclasificado
Estado de situación financiera		
Capital Contable:		
Títulos opcionales	14,840	
Pasivo no corriente:		
Títulos opcionales	-	14,840
Estado de resultados		
Gastos por intereses	4,601	2,548
Otros resultados financieros		2,053

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: (a) dichos costos se relacionan con mejoras en la seguridad; (b) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (c) 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.

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

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.

Con el propósito de determinar el valor razonable de los activos identificables, la Compañía debe utilizar el enfoque de valuación más representativo para cada activo. Estos métodos incluyen 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 debe considerar 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 debe evaluar 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.

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:
 - La forma jurídica del vehículo separado;
 - Los términos del acuerdo contractual;
 - 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.

3.1.5 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 dólar estadounidense. La determinación de la moneda funcional puede involucrar la realización de ciertos juicios tal y como la identificación del entorno económico primario y la Compañía reconsidera la moneda funcional de sus subsidiarias 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 a cantidad recuperable del grupo de UGE a las que se relaciona el fondo de comercio deben ser analizadas. Al evaluar si el crédito mercantil se ha deteriorado, el valor en libros del grupo de UGE a las que se ha asignado el crédito mercantil se compara con su valor recuperable. Cuando el monto recuperable del grupo de UGE es menor que el valor en libros (incluido el crédito mercantil), se reconoce un deterioro.

La Compañía tiene un crédito mercantil de 28,484 en su estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2018, y no registra saldos al 31 de diciembre de 2017 (Nota 14), principalmente relacionados con la combinación inicial de negocios (Nota 30). El crédito mercantil total se ha asignado al negocio de Argentina al 31 de diciembre de 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 segmento de negocio único.

Al probar el crédito mercantil por deterioro, la Compañía utiliza el enfoque descrito en la Nota 3.2.2, que agrupa a todas las UGEs para determinar el monto recuperable.

Al 31 de diciembre de 2018, el grupo de UGEs con el crédito mercantil asignado no estaba en riesgo de deterioro según la prueba de deterioro realizada a esa fecha (Nota 3.2.2). No se reconocieron pérdidas por deterioro durante el año 2018.

3.2.2 Deterioro de los activos no financieros distintos del crédito mercantil

Los activos no financieros, incluidos los activos intangibles identificables, se revisan para determinar su deterioro al nivel más bajo en el que existen flujos de efectivo identificables por separado que son en gran medida independientes de los flujos de efectivo de otros grupos de activos o UGEs. A estos efectos, cada una de las propiedades petrolíferas y de gas de propiedad o explotación conjunta se ha considerado como una única UGE, ya que todos y cada uno de sus activos contribuyen conjuntamente a la generación de entradas de efectivo independientes, que se derivan de un único producto, por lo que las entradas de efectivo no pueden atribuirse a activos individuales.

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 su valor razonable menos los costos de enajenación o disposición por otra vía y 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 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 importe recuperable utilizado en la evaluación del deterioro es el valor de uso.

El valor de uso de cada UGE se estima en función del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros que generarán las UGE. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la dirección ejecutiva, son la principal fuente de información para la determinación del valor de uso. Contienen hipótesis para la producción de petróleo, gas licuado de petróleo ("NGL" por sus siglas en inglés) y gas natural, volúmenes de ventas, costos y gastos de capital.

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

Como paso inicial en la preparación de estos planes, la dirección ejecutiva 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.

En cada fecha de cierre del año se evalúa si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro previamente reconocidas hayan dejado de existir o hayan disminuido. Si existe tal indicación, se estima el importe recuperable. Una pérdida por deterioro previamente reconocida se revierte sólo si ha habido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el valor recuperable del activo desde que se reconoció la última pérdida por deterioro. Después de una reversión, el cargo por depreciación se ajusta en años futuros para distribuir el importe en libros revisado del activo, menos cualquier valor residual, de forma sistemática a lo largo de su vida útil restante.

La determinación de si un activo o UGE está deteriorado, y en qué medida, implica estimaciones de la Gerencia 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 activos fijos 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 la UGE Bajada del Palo, la UGE Agua Amarga y la UGE Entre Lomas, la UGE Jagüel de los Machos, UGE 25 de Mayo - Medanito, UGE Coirón Amargo Sur Oeste, UGE Coirón Amargo Norte, UGE Acambuco y UGE Sur Río Deseado Este es más sensible a los siguientes supuestos:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018
Tasas de descuento (después de impuestos)	11.9%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	17.7%
Precios del petróleo crudo, del gas licuado de petróleo y del gas natural	
Petróleo crudo - Brent (USD/bbl.)	
2019	70
2020	71.30
2021	69.60
2022	70
En adelante	67.50
Gas licuado de petróleo - Precios locales (US\$/MMBTU)	
2019	4.60
2020	4.60
2021	4.60
2022 en adelante	4.60
Gas licuado de petróleo - Precios locales (US\$/Tn.)	
En adelante	430
Tipo de cambio (ARS/USD)	
2019	47.00
2020	54.00
2021	60.00
2022 en adelante	74.60
Tasa de inflación de Argentina (2019-2022 del FMI)	
2019	28.80%
2020	13%
2021	9%
2022 en adelante	5%
Tasa de inflación de EE.UU.	
En adelante	+0%

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

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 2018 y 2019 y del 25% para 2020 en adelante (con base en la modificación de la ley de impuesto a la utilidad del año 2017 explicada en la Nota 31). 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 VISTA 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 gas licuado de petróleo: los precios de los productos básicos previstos se basan en las estimaciones de la administración y los datos de mercado disponibles.

Para los precios del petróleo crudo, la Gerencia consideró descuentos o primas 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 para los próximos cinco años.

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 administración 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 VISTA 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.

Producción y volúmenes de reservas: el nivel de producción futuro estimado en todas las pruebas de deterioro se basa 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. Los supuestos de reservas para las pruebas de valor de uso están restringidos a las reservas probadas y probables. Para estimar el nivel futuro de producción, los informes de reservas auditados por ingenieros externos se utilizaron ajustándose por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de Vista. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración cree que un participante del mercado consideraría al valorar el activo. Al determinar el valor recuperable, los factores de riesgo se pueden aplicar a las reservas y los recursos, que no cumplen con los criterios para ser tratados como comprobados. Para cada tipo de reserva, la administración utilizó un factor de riesgo entre el 70% y el 100% de éxito a partir de su valor potencial total estimado.

Tasas de cambio e inflación: Para la evolución del tipo de cambio y la tasa de inflación de Argentina en pesos, se llevó a cabo un análisis integral, incorporando las propias proyecciones de la Compañía, las expectativas del mercado y las estimaciones del Poder Ejecutivo de Argentina. Con respecto a la tasa de inflación de los Estados Unidos en dólares estadounidenses, la administración consideró los pronósticos de la Junta de Gobernadores de la FED (Reserva Federal de los Estados Unidos).

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2018, la administración 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.

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

	Al 31 de diciembre de 2018
Tasa de descuento	+/- 100 puntos básicos
<u>Valor en libros</u>	- / -
Precios esperados del petróleo crudo, gas natural y GLP	+/- 10%
<u>Valor en libros</u>	- / (9,707)
Tipo de cambio (ARS/Dólares estadounidenses)	+/- 10%
<u>Valor en libros</u>	- / -
Tasa de inflación en Argentina	+/- 10%
<u>Valor en libros</u>	- / -

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 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 el año 2018 y el periodo que comenzó desde 22 de marzo de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2017.

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 administración de VIU al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

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

La Administración 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 temporarias se vuelven deducibles. Para realizar esta evaluación, la Gerencia toma en consideración la reversión prevista de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de las ganancias gravables futuras y las estrategias de planificación tributaria.

Los supuestos sobre la generación de ganancias 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 períodos futuros.

El valor en libros al 31 de diciembre de 2018 y 2017 del pasivo por impuesto diferido neto es de 133,757 y 38 respectivamente y el pasivo por impuesto a la utilidad por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 es de 22,429.

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 Administración 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 2018 de las obligaciones por taponamiento de pozos es de 16,253.

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 33).

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 transacciones liquidadas con los empleados en la fecha de adjudicación, la Compañía utiliza un modelo de Black & Sholes. El importe en libros, las hipótesis y los modelos utilizados para estimar el valor razonable de las transacciones con pagos basados en acciones se revelan en la Nota 32.

Nota 4. Información por segmento

El Comité Ejecutivo de Administración (el "Comité") de la Compañía ha sido identificado como el CODM, quien es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos de sus propiedades de petróleo y gas, en función de su producción separada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos e indicadores de desempeño.

El Comité considera el negocio como un segmento único, la 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.

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

Al 31 de diciembre de 2018, todos los ingresos se derivan de clientes externos argentinos.

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.

Nota 5. Ingresos

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Venta de bienes y servicios	331,336	-	104,103	-
Ingresos por contratos con clientes	331,336	-	104,103	-

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

Tipo de productos	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Ingresos por ventas de petróleo crudo	260,079	-	82,910	-
Ingresos por ventas de gas natural	65,165	-	19,176	-
Ingresos por ventas de Gas Licuado de Petróleo	6,092	-	2,017	-
Ingresos por contratos con clientes	331,336	-	104,103	-

Canales de distribución	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Refinerías	260,079	-	82,910	-
Industrias	51,240	-	12,115	-
Distribuidores minoristas de gas natural	10,254	-	6,632	-
Comercialización de Gas Licuado de Petróleo	6,092	-	2,017	-
Gas natural para generación eléctrica	3,671	-	429	-
Ingresos por contratos con clientes	331,336	-	104,103	-

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 Gas Licuado de Petróleo a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costo de operación

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Costos de producción:				
Consumo de materiales y reparaciones	42,066	-	15,292	-
Honorarios y compensación por servicios	25,026	-	6,656	-
Servidumbre y canones	7,147	-	2,557	-
Salarios y contribuciones sociales	6,709	-	1,908	-
Transporte	2,201	-	1,032	-
Beneficios a empleados	1,388	-	484	-
Gastos generales	1,708	-	627	-
Total gastos de operación	86,245	-	28,556	-

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

Nota 7. Gastos de venta

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Impuestos, tasas y contribuciones	10,349	-	3,912	-
Transporte	5,878	-	1,798	-
Impuesto sobre transacciones bancarias	4,390	-	1,830	-
Reserva por pérdidas crediticias esperadas	539	-	536	-
Honorarios y compensación por servicios	158	-	35	-
Otros	27	-	22	-
Total gastos comerciales	21,341	-	8,133	-

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Honorarios y compensación por servicios	10,363	976	2,012	797
Salarios y contribuciones sociales	6,069	1,057	229	690
Gastos por pagos basados en acciones	4,021	-	1,471	-
Beneficios a empleados	2,239	86	2,106	-
Otros gastos de personal	1,702	-	696	-
Impuestos, tasas y contribuciones	1,242	-	729	-
Publicidad y promoción institucional	239	18	202	-
Depreciación de propiedad, planta y equipo	8	-	2	-
Otros	1,239	1,126	45	367
Total gastos generales y de administración	27,122	3,263	7,492	1,854

Nota 9. Gastos de exploración

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Gastos geológicos y geofísicos	637	-	457	-
Total gastos de exploración	637	-	457	-

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

Nota 10.1 Otros ingresos operativos

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Servicios de terceros ⁽¹⁾	2,641	1,000	(238)	1,000
Total otros ingresos operativos	2,641	1,000	(238)	1,000

⁽¹⁾ Durante 2018, la Compañía registró gastos por reestructuración los cuáles incluyen pagos y otros honorarios relacionados con la reorganización de la estructura de la Compañía.

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

10.2 Otros gastos operativos

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Provisión para contingencias (Nota 21)	(240)	-	(237)	-
Gastos de reestructuración ⁽¹⁾	(12,018)	-	(1,336)	-
Gastos relacionados con la combinación de negocios (Nota 30)	(2,380)	-	-	-
Provisión por remediación ambiental (Nota 21)	(1,168)	-	(415)	-
Provisión por obsolescencia de inventarios	(1,125)	-	(618)	-
Otros	(1,166)	(741)	(9)	(36)
Total otros gastos operativos	(18,097)	(741)	(2,615)	(36)

⁽¹⁾ Incluye principalmente pagos y otros honorarios relacionados con la reorganización de la estructura de la Compañía.

Nota 11. Resultados Financieros

11.1 Ingresos por intereses

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Intereses financieros	2,125	2,548	2,125	831
Intereses sobre bonos del gobierno a costo amortizado	407	-	26	-
Total ingresos por intereses	2,532	2,548	2,151	831

11.2 Gastos por intereses

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Intereses por préstamos (Nota 17.1.1)	(15,546)	(2,551)	(4,422)	(831)
Otros intereses	(200)	-	(200)	-
Total gastos por intereses	(15,746)	(2,551)	(4,622)	(831)

11.3 Otros resultados financieros

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Costos por cancelación anticipada de préstamos y costo amortizado (Nota 17.1.1)	(14,970)	(2,052)	(1,216)	(1,278)
Cambios en el valor razonable de los títulos del promotor (Nota 17.2)	(8,860)	-	(5,787)	-
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	3,005	2	15,630	2
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(2,743)	-	(2,743)	-
Cambios en el valor razonable de bonos y letras del gobierno y fondo comunes de inversión	1,415	-	(17)	-
Descuento de pasivo por abandono de pozos (Nota 21)	(897)	-	(394)	-
Otros	(366)	-	(366)	-
Total otros resultados financieros	(23,416)	(2,050)	5,107	(1,276)

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

Nota 12. Ganancias por acción

a) Básica

Las ganancias (pérdidas) básicas por acción se calculan dividiendo el resultado atribuible 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 ajustando el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación para reflejar la conversión de todas 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.

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 período, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia (pérdida) diluida por acción igual a la básica.

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía tiene acciones que pueden potencialmente diluirse. La pérdida básica por acción (LPS) se calcula dividiendo la pérdida neta por el número promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el año. La pérdida por acción (LPS) diluida se calcula dividiendo la pérdida por el número promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el año, más el número promedio ponderado de acciones comunes se emitiría tras la conversión de todos los instrumentos con potencial dilución en acciones comunes salvo que dichas acciones no puedan diluirse.

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
(Pérdida) ganancia neta del período	(29,850)	(5,095)	42,379	(2,204)
Número promedio ponderado de acciones ordinarias (Número de acciones)	56,609	10,069	70,409	10,069
Ganancias (Pérdidas) básicas y diluidas por acción ordinaria (en Dólares estadounidenses por acción)	(0.527)	(0.506)	0.602	(0,218)

Al 31 de diciembre de 2018, VISTA tiene las siguientes acciones comunes potenciales que son anti-dilutivas y, por lo tanto, están excluidas del número promedio ponderado de acciones comunes para el propósito de las ganancias por acción diluidas:

- i. 21,666,667 acciones de la Serie A relacionadas con los 65,000,000 de los Títulos de suscripción de acciones Serie A (como se define a continuación) (Nota 20.1),
- ii. 9,893,333 relacionados con los 29,680,000 Títulos del promotor (como se define a continuación) (Nota 20.1)
- iii. 6,666,667 Acciones de la Serie A relacionadas con los 5,000,000 de contratos de compra a plazo ("FPA") (como se define a continuación) (Nota 20.1),
- iv. 500,000 acciones de la Serie A, relacionadas con un determinado acuerdo de suscripción privada y
- v. 8,750,000 relacionados con los pagos basados en acciones otorgados al empleado (Nota 32).

Debido a la naturaleza anti-dilutiva de las acciones comunes potenciales reveladas anteriormente, no hay diferencias con la pérdida básica por acción.

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.

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Las variaciones en propiedad, planta y equipos por los períodos finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

<u>Costo</u>	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad minera ⁽¹⁾	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso ^{(2) (3)}	Materiales	Total
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Incorporación por adquisición de negocios de PELS A (Nota 30)	296	7,351	59,564	236,406	4,496	4,615	312,728
Incorporación por adquisición de negocios de JdM y Medanito (Nota 30)	1,818	1,726	-	78,298	4,254	-	86,096
Incorporación de adquisición de negocios de APCO (Nota 30)	89	2,188	300,997	73,275	1,675	2,162	380,386
Altas	18	1,116	9,000	4,732	117,348	18,085	150,299
Transferencias	-	3,459	-	44,090	(32,178)	(15,371)	-
Bajas	-	(175)	(18,255)	(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
Al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-

(1) Las bajas de propiedad minera por el año 2018 están relacionadas con el acuerdo de intercambio de activos del bloque CASO y bloque Águila Mora. Esta transacción no generó movimientos de efectivo.

(2) Las altas de obras en curso incluyen pozos del bloque de Águila Mora por 13,157 (Nota 29.3.5). Esta transacción no generó movimientos de efectivo.

(3) Las altas de obras en curso incluyen 5,889 correspondiente a anticipos a proveedores.

Ver Nota 3 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.

Nota 14. Crédito mercantil y Otros activos intangibles.

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles para los años finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, fueron los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		Licencias de software	Derechos de uso	Total
Costo				
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-
Incorporación por combinación de negocios (Nota 30)	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
Amortización acumulada				
Saldos al 22 de marzo y al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-
Cargo de amortización del año / período	-	(797)	-	(797)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-	(797)	-	(797)
Valor neto				
Al 31 de diciembre de 2018	28,484	1,919	29,681	31,600
Al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-

El crédito mercantil surge de la combinación de negocios (Nota 30) 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.

Para fines de pruebas de deterioro, el crédito mercantil adquirido a través de combinaciones de negocios ha sido asignado a la UGE Bajada del Palo; la UGE Jaguel de los Machos y la UGE 25 de Mayo – Medanito.

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

Los derechos de exploración se relacionan con la adquisición del 50% de la participación en el trabajo en tres bloques 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 1)

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	Variación 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
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)
Activo financiero a valor razonable	-	(1)	1	-	-
Inventario	-	-	(40)	-	(40)
Otros	(38)	(401)	342	-	(59)
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(38)	(130,383)	(11,358)	-	(141,741)
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	(38)	(122,673)	(11,975)	891	(133,757)

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

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido se compensan en los siguientes casos: a) cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos; y b) cuando los cargos por impuestos a la renta diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. Los siguientes montos, determinados después de su compensación, se revelan en el estado de situación financiera consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Activos por impuesto sobre la renta diferido	7,984	-
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(141,741)	(38)
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	(133,757)	(38)

La composición del impuesto a la utilidad es la siguiente:

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Impuesto a la utilidad corriente				
Impuesto a la utilidad corriente / (cargo)	(35,444)	-	(6,033)	-
Diferencia en la estimación del impuesto sobre la renta del año anterior y la declaración de ingresos.	-	-	-	-
Impuesto a la utilidad diferido				
Relativo al origen y reversión de diferencias temporarias.	(11,975)	(38)	18,231	(38)
Impuesto a la utilidad (gasto) / beneficio expuesto en el estado de resultados consolidado	(47,419)	(38)	12,198	(38)
Impuesto diferido con cargo a otros resultados integrales	891	-	1	-
Total impuesto a la utilidad (gasto) / beneficio	(46,528)	(38)	12,199	(38)

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:

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2017
Utilidad / (Pérdida) antes de impuesto a la utilidad	17,569	(5,057)	30,181	(2,166)
Tasa de impuesto a la utilidad vigente	30%	30%	30%	30%
Impuesto a la utilidad que surge de aplicar la tasa vigente según las normas impositivas vigentes	(5,271)	1,517	(9,054)	650
Ítems que ajustan el impuesto a la utilidad (gasto) / beneficio:				
Gastos no deducibles	(4,540)	-	-	-
Efecto sobre la medición de propiedad, planta y equipos y activos intangibles en moneda funcional	(39,124)	-	21,252	-
Pérdidas impositivas no reconocidas	(19,908)	(1,555)	-	(688)
Efecto relacionado con el cambio de la tasa impositiva del período anterior	21,491	-	-	-
Ajustes relacionados al impuesto a la utilidad corriente año anterior	(1,426)	-	-	-
Otros	1,359	-	-	-
Total impuesto a la utilidad (gasto) / beneficio	(47,419)	(38)	12,198	(38)

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

Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Corriente		
Impuesto a la utilidad, neto de retenciones y anticipos	22,429	-
Total corriente	22,429	-

Nota 16. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, impuestos y otros:		
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	10,646	128
Crédito Fiscal	496	-
	11,142	128

Activos financieros:

Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	9,049	-
	9,049	-
Total otras cuentas por cobrar no corrientes	20,191	128

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Cuentas por cobrar:		
Corriente		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva	55,032	-
Cheques a depositar	883	-
Cuentas por cobrar	55,915	-
Otros:		
Crédito por impuesto al valor agregado	10,127	-
Crédito por impuesto a la utilidad	3,826	-
Crédito por impuesto a los ingresos brutos	1,938	-
Gastos prepagados	572	-
	16,463	-
Activos financieros		
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	6,899	-
Cuentas por cobrar terceros	2,850	-
Anticipos a Directores y préstamos a los empleados	1,818	-
Crédito por subsidio de propano	982	-
Partes relacionadas (Nota 26)	186	-
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas Licuado de Petróleo	151	-
Otros	786	-
Otras cuentas	13,672	-
Total corriente cuentas por cobrar y otras cuentas	30,135	-
Total cuentas por cobrar y otras cuentas	86,050	-

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

Debido a la naturaleza a corto plazo de la cuenta corriente y otras cuentas por cobrar, su valor en libros se considera igual a su valor razonable. Para las cuentas por cobrar no comerciales y otras cuentas por cobrar, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

Las cuentas por cobrar no generan intereses y, por lo general, tienen un plazo de 30 a 45 días. No se cobran intereses sobre las cuentas por cobrar pendientes.

Al 31 de diciembre de 2018 se reconoció como provisión para pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por 257. Al 31 de diciembre de 2017 no se había constituido una provisión para pérdidas crediticias esperadas.

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, o cuando los créditos comerciales tengan un vencimiento de 90 días, lo que ocurra primero. 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 2018 y 2017 las cuentas por cobrar y otras cuentas vencidas ascendían a 11,798 y 0 respectivamente, y se constituyó una reserva para pérdidas crediticias esperadas de 257 y 0 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 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Saldo al inicio	-	-
Remediación de la pérdida por provisión, neta	(539)	-
Conversión de divisas, ganancias y pérdidas	282	-
Saldo al final del año	(257)	-

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la exposición máxima al riesgo crediticio corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

Nota 17. Activos financieros y pasivos financieros

17.1 Pasivos financieros: Préstamos

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>No corriente</u>		
Préstamos financieros	294,415	644.630
Total no corriente	294,415	644.630
<u>Corriente</u>		
Préstamos financieros	10,352	-
Total corriente	10,352	-
Total	304,767	644.630

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

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

	Al 31 de diciembre de 2018
Interés fijo	
Menos de un año	4,841
De uno a dos años	14,721
De tres a cinco años	132,486
Total	152,048
Interés variable	
Menos de un año	5,511
De uno a dos años	14,721
De tres a cinco años	132,487
Total	152,719
Total Préstamos	304,767

Ver Nota 17.4.2 para información sobre el valor razonable de los préstamos.

Detalle de préstamos:

Tipo de instrumento	Compañía	Moneda	Capital	Interés	Tasa	Vencimiento	Valor contable al 31 de diciembre de 2018
<u>Préstamos financieros:</u>	Vista Oil & Gas Argentina S.A.	Dólares estadounidenses	300,000	LIBOR	8.06%	20 de julio de 2023	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., como co-prestamistas, por un monto de 260,000 con el fin de pagar una parte del precio de adquisición de las acciones de APCO y APCO Argentina, dichos préstamo originó costos de transacción por un monto de 12,970. El préstamo tenía una fecha de vencimiento el 11 de febrero de 2019 y tenía un interés de 3.25% que se incrementaría trimestralmente, alcanzando el 5% a la fecha de vencimiento. El reembolso de la totalidad del capital ocurrió el 19 de julio de 2018. Durante el plazo del préstamo, se mantuvieron en garantía el 100% de las acciones de las subsidiarias de Vista.

Durante el plazo en que el préstamo fue efectivo, no hubo infracción en dichas restricciones afirmativas y negativas.

El préstamo incluía obligaciones de hacer afirmativas y negativas, como es habitual en el mercado. Este préstamo se pagó por anticipado el 19 de julio de 2018, cuando se obtuvo un nuevo financiamiento a través de su subsidiaria en Argentina, como se explica en el ítem 2). En consecuencia, se liberó la promesa a favor de los co-prestamistas. A partir de esa fecha, el monto restante de los gastos diferidos relacionados con este préstamo por 12,970 se reconoció en resultados.

- (2) El 19 de julio de 2018, la Compañía, a través de su filial argentina (Vista Oil & Gas Argentina, S.A.), suscribió un contrato de préstamo sindicado con el Banco de Galicia Buenos Aires S.A., Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, Banco Santander Río S.A. y Citibank NA por un monto de 300,000 garantizado por VISTA y sus subsidiarias. El préstamo fue otorgado por un plazo de 5 años. Una cantidad de 150,000 genera intereses sobre una tasa de interés fija del 8,00% anual, mientras que el remanente de 150,000, devenga intereses sobre una tasa nominal anual LIBOR más un margen de 450 puntos básicos. Durante el plazo del préstamo, un 100% de las acciones de VISTA Argentina, APCO y APCO Argentina se comprometieron como garantía.

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

El préstamo incluía restricciones afirmativas y negativas, como es habitual en el mercado.

Durante el plazo del préstamo, la Compañía debe cumplir con las siguientes restricciones:

(i) Deuda total consolidada (todo el Endeudamiento de Vista y sus Subsidiarias restringidas a partir de dicha fecha en una Base Consolidada) al EBITDA (“Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization”) consolidada, según se define en el acuerdo.

(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 consolidada de Vista y sus Subsidiarias restringidas para el período de prueba finalizado en dicha fecha (o, si dicha fecha no es el último día de un trimestre, el último día del trimestre finalizado más recientemente antes de dicha fecha) sobre (b) Gastos de Intereses Consolidados de Vista y sus Subsidiarias Restringidas para dicho período.

(iii) Relación de Deuda Neta Consolidada Ajustada sobre la EBITDA consolidada Ajustada de Vista Holding I.

Esta línea de crédito incluye restricciones que restringen, pero no prohíben, entre otras cosas, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II la capacidad de la Compañía para:

- incurrir o garantizar deuda adicional;
- crear gravámenes sobre sus activos para garantizar la deuda;
- disponer de activos;
- fusionar o consolidar con una persona o un vendedor o vender o disponer de la totalidad o sustancialmente de todos sus activos;
- cambiar la línea de negocio existente;
- declarar o pagar dividendos o devolver cualquier capital;
- hacer inversiones;
- realizar transacciones con afiliados; y
- cambiar las prácticas contables existentes.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

17.1.1 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Saldos al inicio del año	644,630	640,028
Ingresos del préstamo puente	260,000	-
Pago de los costos de transacción del préstamo puente	(11,904)	-
Pago del préstamo puente	(260,000)	-
Ingresos del préstamo a plazo sindicado	300,000	-
Pago de costos de transacciones de préstamos sindicados	(6,376)	-
Pago de redención de Acciones Serie A (Nota 20.1)	(204,590)	-
Pasivo capitalizado relacionado con las acciones Serie A ⁽¹⁾ (Nota 20.1)	(442,491)	2,052
Interés acumulado ⁽¹⁾ (Nota 11.2)	15,546	-
Pago de intereses de los préstamos	(5,018)	2,550
Costos por cancelación anticipada de préstamos y costo amortizado (Nota 11.3)	14,970	-
Saldos al final del año	304,767	644,630

(1) Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

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

17.2 Títulos opcionales Serie A

Junto con la emisión de las acciones comunes de la Serie A en la Oferta Pública Inicial, la Compañía colocó 65,000,000 Títulos para comprar un tercio de las acciones comunes de la Serie A a un precio de ejercicio de 11.5 dólares estadounidenses por acción (los "Títulos 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 18.00 dólares estadounidenses y la Compañía decide rescindir anticipadamente el período de ejercicio del mismo. 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 en una "base sin efectivo". Si la Compañía elige el ejercicio sin 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 contrato de dichos Títulos, que captura el promedio de Equivalente en dólares estadounidenses 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 Títulos para comprar un tercio de una acción ordinaria Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 dólares estadounidenses por acción (los "Títulos del promotor") por 14,840 en una colocación privada que se realizó simultáneamente con el cierre de la Oferta Pública Inicial en México. Los títulos del promotor son idénticos y fungibles con los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A; sin embargo, los primeros, 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 del promotor son mantenidas por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los títulos opcionales anteriormente mencionados.

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

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>No Corriente</u>		
Títulos opcionales	23,700	14,840
Total no corriente	23,700	14,840

17.3 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría, excepto caja, bancos y equivalentes de efectivo:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total activos/pasivos financieros
Al 31 de diciembre de 2018			
Activos			
Crédito del 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
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva (Nota 16)	55,032	-	55,032
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	6,899	-	6,899
Cuentas por cobrar terceros (Nota 16)	2,850	-	2,850
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 16)	1,818	-	1,818
Crédito por subvenciones de propano (Nota 16)	982	-	982
Partes relacionadas (Nota 26)	186	-	186

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

Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas			
Licuado de Petroleo (Nota 16)	151	-	151
Otros (Nota 16)	786	-	786
Bonos del gobierno y letras del tesoro (Nota 19)	3,404	11,457	14,861
Total activos financieros corrientes	72,108	11,457	83,565

Pasivos

Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	1,007	-	1,007
Préstamos	294,415	-	294,415
Titulos opcionales	-	23,700	23,700
Total pasivos financieros no corrientes	295,422	23,700	319,122

Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	84,334	-	84,334
Préstamos	10,352	-	10,352
Total pasivos financieros corrientes	94,686	-	94,686

Al 31 de diciembre de 2017	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Activos			
Efectivo restringido	652,566	-	652,566
Total activos financieros no corrientes	652,566	-	652,566
Caja, bancos e inversiones a corto plazo	2,666	-	2,666
Total activos financieros corrientes	2,666	-	2,666
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	550	-	550
Préstamos	644,630	-	644,630
Titulos opcionales	-	14,840	14,840
Total pasivos financieros no corrientes	645,180	14,840	660,020
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	277	-	277
Total pasivos financieros corrientes	277	-	277

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

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 2018:

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

Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2017:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	2,548	-	2,548
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(2,551)	-	(2,551)
Diferencia cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	2	-	2
Otros resultados financieros	(2,052)	-	(2,052)
Total	(2,053)	-	(2,053)

17.4 Valor razonable

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

17.4.1 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 2018 y 2017.

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

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	11,457	-	-	11,457
Total activo	11,457	-	-	11,457

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 del promotor	-	-	23,700	23,700
Total pasivo	-	-	23,700	23,700

Al 31 de diciembre de 2017	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos del promotor	-	-	14,840	14,840
Total pasivo	-	-	14,840	14,840

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios cotizados en el mercado a la fecha de estos estados financieros consolidados. Un mercado se considera activo cuando los precios cotizados están disponibles regularmente a través de una bolsa de valores, un corredor, una institución específica del sector o un organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones de mercado regulares y actuales entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado utilizado para los activos financieros mantenidos por la Compañía es el precio de oferta actual. Estos instrumentos están incluidos en el nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina utilizando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable en el mercado, cuando está disponible, y se basan lo menos posible en estimaciones específicas de la Compañía. Si se pueden observar todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero, el instrumento se incluye en el nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para determinar el valor razonable no se pudieron observar en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3.

No hubo transferencias entre el nivel 1 y el nivel 2 durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017.

El valor razonable de los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A y los Títulos del Promotor se determina utilizando el modelo de precios de título de suscripción de acciones de Black & Scholes teniendo en cuenta la volatilidad esperada de sus acciones ordinarias al estimar la volatilidad futura del precio de las acciones. La tasa de interés libre de riesgo para la vida útil esperada de los Títulos del Promotor se basa en el rendimiento disponible en los bonos de referencia del gobierno con un plazo restante equivalente aproximado al momento de la subvención. La vida esperada se basa en el plazo contractual.

Los siguientes supuestos promedio ponderado se utilizaron para estimar el valor razonable del pasivo de los títulos el 31 de diciembre de 2018:

31 de diciembre de 2018

Volatilidad anualizada	26.675%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	8.5751%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	2.5377%
Vida útil esperada en años.	4.27 years
Valor razonable por Título	U.S.\$ 0.250

Esta es una medición de valor razonable recurrente de nivel 3. Las entradas clave de nivel 3 utilizadas por la administración para determinar el valor razonable son el precio de mercado y la volatilidad esperada. Si el precio de mercado aumentara en 0,10, esto

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

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 aumentaría 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.

Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3:

	2018
Saldo del pasivo del título del promotor al 31 de diciembre de 2017	14,840
Total ganancias / pérdidas:	
– en ganancia o pérdida (Nota 11.3)	8,860
Saldo al cierre (Nota 17.2)	23,700

17.4.2 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, los gerentes consideran 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.

	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Al 31 de diciembre de 2018			
Pasivos			
Préstamos	304,767	286,734	2
Total pasivos	304,767	286,734	
Al 31 de diciembre de 2017			
	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Títulos opcionales	644,630	650,000	
Total pasivos	644,630	650,000	1

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

17.5.1 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, existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la Compañía. La estrategia de gestión de riesgos de la Compañía busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio. La Compañía no utilizó instrumentos derivados para cubrir ningún riesgo de acuerdo con sus políticas internas de administración de riesgos en los años presentados.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres, que pueden afectar adversamente la estrategia, el desempeño, los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía.

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

17.5.1.1 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 dólar estadounidense ("USD") y el peso argentino ("ARS") y otras monedas. La Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados de la tasa de cambio en los años presentados.

La mayoría de las ventas de la Compañía están denominadas directamente en dólares o la evolución de su precio sigue la evolución de la cotización de esta moneda. La Compañía recolecta una parte significativa de sus ingresos en ARS de acuerdo con los precios que están relacionados al dólar estadounidense, principalmente los ingresos resultantes de la venta de gas y petróleo crudo.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2018, el peso argentino se depreció aproximadamente en un 105%.

Las siguientes tablas demuestran la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los tipos de cambio ARS frente a los dólares estadounidenses, con todas las otras variables 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 que el dólar estadounidense, la moneda funcional de la Compañía. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta esencial.

	Al 31 de diciembre de 2018
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 28%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	(12,697) / 12,697
Efecto en el patrimonio antes de impuesto	(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 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% en unos los tres años acumulados a diciembre de 2017.

Durante 2018, el peso argentino se devaluó aproximadamente en un 100%, las tasas de interés anuales aumentaron en más del 60% y la inflación de los precios al por mayor se aceleró considerablemente. La tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 140%.

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 de otro tipo, 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 en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados detallada en la Nota 17.3 de estos estados financieros consolidados:

	Al 31 de diciembre de 2018
Variación en bonos del gobierno	+/- 10%

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

**Al 31 de diciembre de
2018**

Efecto en la utilidad antes de impuesto	1,329 / (1,329)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%
Efecto en la ganancia antes de impuesto	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 reducir 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 pueden ser considerablemente más altas que las tasas variables. Al 31 de diciembre de 2018, aproximadamente el 50% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables, denominadas principalmente en Dólares estadounidenses a tasa Libor más un margen aplicable. Al 31 de diciembre de 2018 la tasa de interés variable era del 8.06%. Al 31 de diciembre de 2017 la compañía no tenía ningún préstamo.

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 terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

El siguiente cuadro muestra el desglose de los préstamos de la Compañía clasificados por tasa de interés y la moneda en que están denominados:

**Al 31 de diciembre de
2018**

Tasa de interés fija:	
Dólares estadounidenses	152,048
Subtotal préstamos otorgados a una tasa de interés fija.	152,048
 Tasa de interés variable	
Dólares estadounidenses	152,719
Subtotal préstamos otorgados a una tasa de interés variable	152,719

Sobre la base de las simulaciones realizadas, y siempre que todas las otras variables permanezcan constantes, un aumento / disminución del 1% en las tasas de interés variables generaría una (disminución) / aumento en los resultados del período de 680.

17.5.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito individuales según los límites definidos por el Departamento Comercial en base a calificaciones internas o externas. La compañía solo opera con compañías de crédito de alta calidad. 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 de manera central, sujeto a la política, los procedimientos y los controles establecidos de la Compañía relacionados con la gestión del riesgo de crédito del cliente. Las cuentas por cobrar pendientes de los clientes son monitoreadas regularmente.

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

El riesgo de crédito representa la exposición a posibles pérdidas resultantes del incumplimiento por parte de contrapartes comerciales o financieras de sus obligaciones asumidas con la Compañía. Este riesgo se deriva principalmente de factores económicos y financieros o de un posible incumplimiento de contraparte.

El riesgo crediticio está asociado con la actividad comercial de la Compañía a través de las cuentas por cobrar y otras cuentas del cliente, así como los fondos disponibles y depósitos en instituciones bancarias y financieras.

La Compañía ha establecido una provisión para cuentas de cobro dudoso. Esta provisión representa la mejor estimación de la Compañía de posibles pérdidas asociadas con las cuentas por cobrar y otras cuentas.

Al 31 de diciembre de 2018 las cuentas por cobrar y otras cuentas de la Compañía totalizaban 78,636, de las cuales el 88% son cuentas por cobrar a corto plazo.

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 2018 y 2017 y en los ingresos por cada año.

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:		
Petróleo crudo		
Trafigura Argentina S.A.	35%	-%
Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.	31%	-%

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.	40%	-%
Trafigura Argentina S.A.	34%	-%
Pampa Energía S.A.	13%	-%
YPF S.A.	12%	-%
Gas Natural		
Rafael G. Albanesi S.A.	26%	-%
Cía. Inversora de Energía S.A.	13%	-%
San Atanasio Energía S.A.	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 períodos 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.

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

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 2018	Corriente	<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>

Al 31 de diciembre de 2017 la Compañía no tenía créditos por ventas a terceros.

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.

Además, la compensación de nuestro Programa de Promoción de Gas Natural depende de la capacidad y disposición del gobierno argentino para pagar. Antes de que el Gobierno autorizara la emisión de bonos soberanos denominados en dólares para cancelar las deudas pendientes bajo el Programa, la Compañía sufrió un retraso significativo en el cobro de la Compensación. La Compañía no puede garantizar que podrá cobrar adecuadamente las compensaciones ofrecidas, lo que podría dar lugar a una reclamación ante el gobierno argentino. El Programa de Promoción de Gas Natural ya no se encuentre vigente, por lo tanto, la Compañía no está generando ninguna cuenta por cobrar de parte del Gobierno Argentino.

17.5.1.3 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 del Tesoro de la Compañía, que los invierte en depósitos a plazo, fondos mutuos, 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.

A continuación, se detalla la determinación del índice de liquidez de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Activos Corrientes	185,145	2,666
Pasivos Corrientes	134,118	286
Índice de liquidez	1.380	9.322

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.

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

Los importes mostrados en la tabla son los flujos de fondos contractuales no descontados.

Al 31 de diciembre de 2018	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
A vencer:			
Menos de tres meses	-	10,352	10,352
De tres meses a un año	84,334	-	84,334
De uno a dos años	1,007	26,471	27,478
De dos a cinco años	23,700	267,944	291,644
Total	109,041	304,767	413,808
Al 31 de diciembre de 2017			
	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
Menos de tres meses	-	-	-
De tres meses a un año	277	-	277
De uno a dos años	550	644,630	645,180
De dos a cinco años	14,840	-	14,840
Total	15,667	644,630	660,297

Nota 18. Inventarios

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Materiales y repuestos	15,465	-
Inventario petróleo crudo	2,722	-
Total	18,187	-

Nota 19. Caja, bancos e inversiones corrientes

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Bancos	13,254	2,666
Fondos comunes de inversión	52,793	-
Bonos del gobierno	11,457	-
Letras del tesoro	3,404	-
Total	80,908	2,666

A los fines del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen el efectivo disponible y en bancos, fondos comunes de inversión y depósitos a plazo fijo con un vencimiento inferior a tres meses utilizado por la Compañía como parte de su administración de efectivo. El efectivo y los equivalentes de efectivo al final del ejercicio sobre el que se informa, como se muestra en el estado de flujos de efectivo consolidado, pueden reconciliarse con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente manera:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Caja, bancos e inversiones a corto plazo	80,908	2,666
Menos / más		
Efectivo restringido	-	652,566
Bonos del gobierno y letras del tesoro	(14,861)	-
Caja y equivalentes de efectivo	66,047	655,232

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

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 patrimonio de la Compañía por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018:

	Series A Público Inversionista	Series A Colocación Privada	Series B	Series C	Total
Saldos al 1 de enero de 2018	-	-	25	-	25
Número de acciones comunes	-	-	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 comunes	(20,340,685)	-	-	-	(20,340,685)
Valor neto de acciones Clase B convertidas en acciones Serie A al 4 de abril de 2018	25	-	(25)	-	-
Número de acciones comunes	16,250,000	-	(16,250,000)	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	423,017	90,238	-	-	513,255
Número de acciones comunes	60,909,315	9,500,000	-	2	70,409,317

1) Series A Público Inversionista

El 15 de agosto de 2017, la Compañía concluyó su OPI en la Bolsa Mexicana de Valores. Como resultado de esta OPI, la Compañía emitió en esa fecha 65,000,000 acciones Serie A por un monto de 650,017 menos los gastos 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 de la Oferta Pública Inicial en la Bolsa Mexicana de Valores por 650,017 el 15 de agosto de 2017 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. Esos fondos se depositaron en una cuenta que genera intereses y 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 cancelan 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 y, en consecuencia, los montos acumulados en la Cuenta de Fideicomiso por un monto de 653,781, se utilizaron para completar las adquisiciones relacionadas con el mismo y realizar reembolsos a los accionistas de la Serie A que elijan.

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 32) 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 (ver Nota 17.1.1)

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

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 30. 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 agregados asociados con el proceso de suscripción de las acciones ascendieron a 4,073.

Como se revela en la Nota 32, el 22 de marzo de 2018, los accionistas de la Compañía aprobaron que 8,750,000 se mantengan en tesorería para implementar el plan de incentivos a largo plazo (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.

3) Series B

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

Al 31 de diciembre de 2018, el capital social variable de la Compañía consistía en 70,409,315 acciones Serie A sin valor nominal, cada una de las cuales otorgaba el derecho a un voto, emitido y pagado en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2018, el capital común autorizado de la Compañía incluye 47,476,668 acciones Serie A en su tesorería; que puede utilizarse en relación con los títulos del promotor, los contratos de compra a plazo y LTIP.

4) Series C

La porción variable del capital social es de una cantidad ilimitada de conformidad con nuestros estatutos y las leyes aplicables, mientras que la porción fija del capital social se divide en dos acciones de clase C.

20.1.1 Contrato de compra a plazo

El 15 de agosto de 2017, la Compañía acordó ingresar en un acuerdo de compra a plazo (el "FPA") en virtud del cual Riverstone Vista Capital Partners, LP ("RVCP") acordó comprar un total de hasta 5,000,000 acciones serie A y hasta a 5,000,000 Títulos ("Títulos de suscripción de acciones FPA") por un precio de compra total de 50,000 (o 10 por unidad) a cambio de un pago anticipado de RCV. Las garantías FPA cuando se emitan, estarán sujetas a los mismos términos que las Garantías del Promotor.

El 15 de febrero de 2018 (enmendado y reformulado el 29 de marzo de 2018), la Compañía celebró un acuerdo de suscripción (el "Acuerdo de suscripción") con Kensington Investments, BV ("Kensington"), mediante el cual acordó comprar 500,000 series adicionales. A acciones por un monto agregado de 5,000. Como se revela en la Nota 34, el 13 de febrero de 2019, la Compañía realizó el cierre de la transacción.

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 con el propósito de generar ganancias para sus accionistas y beneficios para otras partes interesadas, y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Para mantener o ajustar su estructura de capital, la Compañía puede ajustar el monto de los dividendos pagados a sus accionistas, reembolsar el capital a sus accionistas, emitir nuevas acciones, realizar programas de recompra de acciones o vender activos para reducir su deuda. En línea con las prácticas de la industria, la Compañía monitorea su capital en función del índice de apalancamiento. Esta relación se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta es igual al endeudamiento

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

total (incluido el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y los equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al capital de los accionistas que se muestra en el estado de situación financiera, incluidas todas las reservas, más la deuda neta.

La Compañía administra su estructura de capital y realiza ajustes ante los cambios en las condiciones económicas y los requisitos de las restricciones. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía puede ajustar el pago de dividendos a los accionistas, devolver el capital a los accionistas o emitir nuevas acciones, realizar programas de compra de acciones o vender activos para reducir su deuda.

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

	Al 31 de diciembre de 2018
Total préstamos	304,767
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(80,908)
Deuda neta	223,859
Capital total atribuible a los propietarios	479,657
Índice de apalancamiento	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 2018 y 2017.

Nota 21. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>No corrientes</u>		
Obligación de taponamiento de pozos	15,430	-
Remediación ambiental	756	-
Total provisiones no corrientes	16,186	-
<u>Corrientes</u>		
Remediación ambiental	2,968	-
Obligación de taponamiento de pozos	823	-
Provisión para contingencias	349	-
Total provisiones corrientes	4,140	-

Movimientos del ejercicio de la provisión para contingencias:

	2018	2017
Al inicio del ejercicio	-	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 30)	202	-
Aumentos (Nota 10.2)	240	-
Diferencias de cambio	(84)	-
Importes incurridos por pagos / utilización	(9)	-
Al cierre del ejercicio	349	-

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

Movimientos del ejercicio de la provisión de taponamiento y abandono:

	2018	2017
Al inicio del ejercicio	-	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 30)	26,788	-
Actualización de la obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	897	-
Disminuciones ⁽¹⁾	(11,839)	-
Incremento por cambio en estimaciones capitalizadas.	407	-
Al cierre del ejercicio	16,253	-

⁽¹⁾ Principalmente relacionado con el aumento en la tasa de descuento debido al cambio en las condiciones macroeconómicas y la eficiencia de costos.

Movimientos del ejercicio de la provisión de remediación ambiental:

	2018	2017
Al inicio del ejercicio	-	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 30)	5,046	-
Aumentos	1,168	-
Disminuciones ⁽¹⁾	(2,490)	-
Al cierre del ejercicio	3,724	-

⁽¹⁾ Incluye diferencias de cambio.

21.1 Provisión de remediación ambiental:

La Compañía realiza estudios de impacto ambiental para nuevos proyectos e inversiones y, hasta la fecha, los requisitos ambientales y las restricciones impuestas a estos nuevos proyectos no han tenido ningún impacto adverso importante en los negocios de la Compañía.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la tasa de descuento no tendría un impacto significativo en los resultados de operación de la Compañía.

21.2 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 del pozo 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 se han sido creadas en base a las estimaciones internas de la Compañía o las estimaciones del Operador, según corresponda. Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, lo que la administración 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 que reflejarán las condiciones del mercado en el momento relevante. 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 2018 es de 10.03%.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la tasa de descuento no tendría un impacto significativo en los resultados de operación de la Compañía.

21.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) es parte en varios procedimientos comerciales, fiscales y laborales y reclamaciones que surgen en el curso ordinario de su negocio. Al determinar un nivel adecuado de provisión para estimar los montos y la probabilidad de ocurrencia, la Compañía ha considerado su mejor estimación con la asistencia de asesores legales y fiscales.

La determinación de las estimaciones 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.

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía está involucrada en diversos reclamos y acciones legales que surgen en el curso ordinario de los negocios. De los reclamos totales y las acciones legales por un monto total reclamado de 391 a la fecha, la administración ha estimado una pérdida probable de 349. Estos montos se han acumulado en los estados de situación financiera dentro de "Provisiones para contingencias". Al 31 de diciembre de 2017 no se tenían identificado reclamos y acciones legales en contra de la Compañía.

Además, ciertos procedimientos se consideran pasivos contingentes relacionados con acciones laborales, civiles, comerciales y otros que, según los reclamos de los demandantes, al 31 de diciembre de 2018 ascienden a un total de 42, y la Compañía no los ha reconocido, ya que no es probable que se requiera una salida de recursos que requieran beneficios económicos para liquidar la obligación. Ver Nota 27 para obtener detalles adicionales sobre los principales pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2018.

No hay reclamos individuales ni otros asuntos que, individualmente o en conjunto, no hayan sido provisionados o revelados por la Compañía, cuyos montos son importantes para los estados financieros.

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión de los asesores legales de la Compañía, considera que el monto de la provisión es suficiente para cubrir las contingencias que puedan ocurrir.

Nota 22. Beneficios a empleados

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

Plan de compensación: plan de beneficios por el cual los empleados de la Compañía que cumplen ciertas condiciones, que han 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, son elegibles para recibir al retirarse un cierto monto de acuerdo con las disposiciones del plan. El beneficio 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"). 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 Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos o "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.

Este plan requiere que la Compañía contribuya a un fondo fiduciario. El plan requiere una contribución a un fondo 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 dólares estadounidenses o depósitos a plazo fijo para preservar el capital acumulado y obtener un rendimiento en línea con un perfil de riesgo moderado. Además, aunque no hay una asignación de activos objetivo para los años siguientes, los fondos se invierten principalmente en bonos del Estado de EE. UU. y bonos del Tesoro, documentos comerciales con calificación A1 o P1, fondos mutuos con calificación AAAM y depósitos a plazo en bancos con calificación A+ o superior en Estados Unidos de América, de conformidad con el Acuerdo de Fideicomiso con fecha del 27 de marzo de 2002 suscrito con el Banco de Nueva York Mellon, debidamente modificado por la Carta de Inversión Permitida con fecha del 14 de septiembre de 2006. El Banco de Nueva York Mellon es el fiduciario y Willis Towers Watson es el agente gestor. En caso de que haya un exceso (debidamente certificado por un actuario independiente) de los fondos que se utilizarán para liquidar los beneficios otorgados por el plan, la Compañía tendrá derecho a la opción de usarlo, en cuyo caso deberá notificar al fiduciario.

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

Al final de cada período de reporte, la información actuarial más relevante correspondiente a los planes de beneficios descriptos es la siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2018		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al fin de ejercicio
Saldos al inicio de ejercicio	-	-	-
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>			
Pérdidas actuariales (ganancia)	2,698	-	2,698
Pagos de beneficios	727	(727)	-
Pago de contribuciones	-	727	727
Al final del ejercicio	(11,014)	7,712	(3,302)

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

	Al 31 de diciembre de 2018
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,712
Total	7,712

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos diez años. Los montos en la tabla representan los flujos de efectivo no descontados y, por lo tanto, no concilian con las obligaciones registradas al final del ejercicio.

	Al 31 de diciembre de 2018
Menos de un año	743
De uno a dos años	825
De dos a tres años	811
De tres a cuatro años	800
De cuatro a cinco años	783
De seis a diez años	3,869

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2018
Tasa de descuento	5%
Tasa de retorno de activos	-
Aumento de salario	
Hasta 35 años	1%
De 36 a 49 años	1%
Más de 50 años	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 1,011 (aumento en 1,203) al 31 de diciembre de 2018.

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

Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 197 (disminución en 183) al 31 de diciembre de 2018.

Los análisis de sensibilidad detallados a continuación se han determinado en función de los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada período 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 período de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

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

Nota 23. Salarios y contribuciones sociales

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>Corriente</u>		
Salarios y contribuciones sociales	925	-
Provisión por gratificaciones y bonos	4,371	-
Beneficios a empleados corto plazo	1,052	-
Total corriente	6,348	-

Nota 24. Otros impuestos y regalías por pagar

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>Corriente</u>		
Impuesto al valor agregado	-	9
Retenciones impositivas por pagar	909	-
Regalías	5,467	-
Impuesto sobre los ingresos brutos	139	-
Total corriente	6,515	9

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

Nota 25. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
<u>No Corrientes</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	-	550
	<u>-</u>	<u>550</u>
Provisiones:		
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	1,007	-
	<u>1,007</u>	<u>-</u>
Total cuentas por pagar y provisiones no corrientes	<u>1,007</u>	<u>550</u>
<u>Corrientes</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	73,609	277
	<u>73,609</u>	<u>277</u>
Provisiones:		
Pasivo por extensión de la concesión de Bajada del Palo (Nota 29.3.2)	7,899	-
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	769	-
Saldos con socios de operaciones conjuntas	1,023	-
Honorarios Directores	1,034	-
	<u>10,725</u>	<u>-</u>
Total cuentas por pagar y provisiones corrientes	<u>84,334</u>	<u>277</u>

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas corrientes, su importe en libros se considera aproximado a su valor razonable.

Nota 26. Transacciones y saldos con partes relacionadas

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

La siguiente tabla proporciona el monto total de transacciones que se han realizado con partes relacionadas durante el ejercicio.

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Otros ingresos		
Riverstone Holdings, LLC	186	-
Total	<u>186</u>	<u>-</u>

Como se menciona en la Nota 20.1, el 30 de mayo de 2017, VISTA firmó un acuerdo de colocación privada con los directores independientes y el ex director independiente con el fin de venderles 132,000 acciones serie B que posteriormente se convirtieron el 30 de septiembre de 2018, en 132,000 acciones serie A representadas en el capital social de VISTA.

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

Finalmente, como se describe en la Nota 20.1, el 1 de agosto de 2017, el Promotor de la Compañía, compuesto por Vista Sponsor Holdings, L.P. y el Equipo de Administración, compró 29,680,000 Títulos del promotor. Vista Sponsor Holdings, L.P., una sociedad limitada organizada bajo las leyes de Ontario, Canadá, está controlada por profesionales senior de Riverstone Investment Group LLC ("Riverstone"), una compañía de responsabilidad limitada de Delaware, junto con sus afiliados y fondos afiliados.

Los saldos pendientes al final del cada ejercicio no están garantizados y no generan intereses 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 2018 y 2017, la Compañía no ha registrado ningún deterioro de cuentas por cobrar relacionadas con los montos adeudados por partes relacionadas. Esta evaluación se realiza en cada fin de ejercicio a través del examen de la situación financiera de la parte relacionada y el mercado en el que opera la misma.

Contrato de compra a plazo

Como se describe en la Nota 20.1.1, en agosto de 2017, la Compañía entró en el FPA, según el cual RVCP acordó comprar un total de hasta 5,000,000 acciones del capital ordinario de la Serie A de la Compañía, más un total de hasta 5,000,000 Títulos opcionales para comprar un tercio de acciones Serie A a un precio de ejercicio de 11,5 dólares estadounidenses por acción ("FPA Warrants"), por un precio de compra total de hasta 50,000 o 10 dólares estadounidenses por unidad (en conjunto, las "Unidades del Término de Compra") a cambio de un anticipo de RCVP como contraprestación por la ejecución del FPA. Cada uno de los Warrants FPA tiene los mismos términos que cada uno de los Título del Promotor.

No hay otras transacciones con partes relacionadas.

Nota 27. Compromisos y contingencias

Acuerdo de productores y refinadores

En enero de 2003 el P.E.N. requirió que los productores y refinadores de petróleo firmen un acuerdo para fijar el precio del West Texas Intermediate (WTI) que es usado como base para determinar los precios de venta de petróleo de PLSA en 28.5 por barril hasta el 30 de abril de 2004, fecha en la cual finalizó la vigencia del acuerdo. En función de las disposiciones del acuerdo, las diferencias que se generaron entre el precio del WTI y el límite de referencia de 28.5, serían pagados en el momento que el WTI estuviese por debajo de 28.5 y PLSA continuase cobrando 28.50, por el tiempo que fuera necesario para el pago de las mismas.

Al 31 de diciembre de 2018, las diferencias acumuladas entre los precios reales de WTI y el límite de referencia de 28.50 son un activo contingente para la Compañía de aproximadamente 11,608, que solo se perfeccionará como ingreso y se registrará contablemente cuando se tenga certeza sobre su cobranza.

Asociación de Superficies de la Patagonia (ASSUPA)

El 1 de julio de 2004, PLSA 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 de Neuquén, siendo PLSA una de ellas, que reclama la remediación del daño ambiental general supuestamente causado en la ejecución de tales actividades, 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. 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"). PLSA ha respondido a la demanda solicitando su rechazo, oponiéndose al fallo del demandante. La CSJN les dio a los demandantes un término para corregir los defectos en la queja.

El 26 de agosto de 2008, la CSJN decidió que tales defectos ya se habían corregido y el 23 de febrero de 2009 ordenó que se convocara a ciertas provincias, al gobierno argentino y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Por lo tanto, las cuestiones pendientes se aplazaron hasta que todos los terceros implícitos comparecieran ante el tribunal.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, las provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el gobierno argentino han realizado sus presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han reclamado falta de jurisdicción, a lo que respondió el demandante.

El 30 de diciembre de 2014, la CSJN emitió dos sentencias interlocutorias. La relacionada con PLSA 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

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

del río Colorado) caería bajo su jurisdicción. El Tribunal también rechazó las medidas cautelares y otros procedimientos relacionados con dicha solicitud. PELS A y el Grupo, considerando la opinión del asesor legal, concluyeron que no es probable que se requiera una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar esta obligación.

Nota 28. Arrendamientos

Arrendamientos operativos como arrendatario

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía ha celebrado arrendamientos operativos para edificios, equipos de oficina y elementos de planta y maquinaria. Estos arrendamientos tienen una vida promedio de 3 a 5 años para el arrendamiento de oficinas y de 2 a 3 años para equipos de oficina y artículos de planta y maquinaria. En los casos de arrendamiento de oficinas con términos de renovación a opción del arrendatario, la Compañía puede extender en términos de arrendamiento según los precios del mercado en el momento de la renovación. No hay restricciones impuestas a la Compañía como resultado de la celebración de estos arrendamientos.

Los términos comunes de estos contratos de arrendamiento son que los pagos (cuotas) son montos fijos; no hay cláusulas de opción de compra, excepto para los casos de contratos de arrendamiento de maquinaria que tienen una cláusula de renovación automática por el término de los mismos; y existen prohibiciones tales como: transferir o subarrendar el edificio, cambiar su uso y / o realizar cualquier tipo de modificación al mismo. Todos los contratos de arrendamiento tienen plazos cancelables y un plazo promedio de 2 a 3 años. Los términos y condiciones generales de los arrendamientos prevén la posibilidad de rescisión anticipada.

Al 31 de diciembre de 2018, los pagos mínimos futuros con respecto a los arrendamientos operativos no cancelables de uso son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2018
2019	8,973
2020	2,776
2021	3,690
2022	2,729
2023	363
Total pagos mínimos futuros de arrendamiento	18,531

El total de gastos por arrendamientos operativos de los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 fue de 12,307 y 4, respectivamente.

Nota 29. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

29.1 Consideraciones generales

La Compañía es responsable solidariamente con sus socios en el cumplimiento de las obligaciones contractuales que se deriven de los acuerdos para la exploración y explotación de las áreas hidrocarburíferas.

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

De acuerdo con la Ley No. 17,319, en Argentina se pagan regalías equivalentes al 12% del precio en boca de pozo de petróleo crudo y gas natural producido. El precio en boca de pozo se calcula deduciendo los gastos de flete y otros gastos relacionados del precio de venta obtenido de transacciones con terceros.

En caso de extensión de la concesión, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto a la regalía aplicable al momento de la primera prórroga, la que ascendería al 15% y hasta un máximo total de 18% de regalías para las siguientes prórrogas.

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

29.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía 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	Duración hasta el año
		Directa	Indirecta		
<u>Producción 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 y Neuquén	-	100%	VISTA Argentina	2026
Agua Amarga (Lotes “Charco del Palenque” y “Jarilla Quemada”)	Río Negro	-	100%	VISTA Argentina	2034/2040
Coirón Amargo Sur Oeste	Neuquén	-	10%	O&G Development Ltd. S.A.	2053
Coirón Amargo Norte	Neuquén	-	55%	APCO	2036
Acambuco	Salta	-	1.5%	Pan American Energy	2036/2040
Sur Río Deseado Este I	Santa Cruz	-	16.9%	Cruz Energy Quintana	2021
Sur Río Deseado Este II	Santa Cruz	-	44%	Argentina S.R.L.	2021
Aguila Mora	Neuquén	-	90%	APCO	2019
<u>Producción mexicana</u>					
Bloque CS-01	Tabasco	-	50%	Vista II	2047
Bloque A-10	Tabasco	-	50%	Vista II	2047
Bloque TM-01	Tabasco	-	50%	Jaguar	2047

A continuación, se presenta información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas 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 2018

Activos	
Activos no corriente	491,534
Activo corriente	23,863
Pasivo	
Pasivo no corriente	17,496
Pasivo corriente	94,397

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

Al 31 de diciembre de 2018

Costos de producción	(212,581)
Gastos de venta	(1,190)
Gastos generales y administración	(5,328)
Gastos de exploración	(637)
Otros gastos e ingresos operativos	7,839
Resultados financieros, netos	5,503
Costos y gastos totales del ejercicio	(206,394)

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

29.3.1 Área Entre Lomas

Los socios de la operación conjunta en la concesión de explotación Entre Lomas al 31 de diciembre de 2018 son Vista Argentina (anteriormente “PELSA”) y APCO SAU con una participación del 77% y 23% respectivamente. Vista Argentina es el operador y participa en la concesión para la explotación de hidrocarburos en el área Entre Lomas, ubicada en las provincias de Río Negro y Neuquén. El contrato de concesión, renegociado en 1991 y 1994, otorgaba la libre disponibilidad de petróleo crudo y gas natural producido, y determinaba el plazo de la concesión hasta el 21 de enero de 2016.

PELSA llegó a un acuerdo de renegociación con la Provincia de Río Negro por la concesión del área Entre Lomas, suscripto el 9 de diciembre de 2014, aprobado por Decreto Provincial No. 1,706 / 2014 y ratificado por la Honorable Legislatura Provincial en su sesión del 30 de diciembre de 2014. A través de dicho acuerdo, PELSA accedió a prorrogar por 10 años la Concesión del Área Entre Lomas 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, en el año 2009, el gobierno provincial de Neuquén acordó extender por 10 años el contrato de concesión de Entre Lomas correspondiente a la provincia de Neuquén hasta enero de 2026. Este acuerdo de extensión no se aplica a la parte de la concesión de Entre Lomas ubicada en la provincia de Río Negro que se negoció por separado, tal como se detalla previamente. De conformidad con el acuerdo de extensión, PELSA y sus socios acordaron invertir ARS 237 millones en futuras actividades de explotación y exploración en la concesión de Entre Lomas ubicada en la provincia de Neuquén y en el área Bajada del Palo durante un periodo de 17 años. 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 anterioridad al 21 de diciembre de 2018, la concesión de explotación Bajada del Palo, ubicada en la Provincia de Neuquén se encontraba concesionada a Vista Argentina, con el 77% de participación y APCO SAU con el 23% restante, siendo Vista Argentina el operador del área. Dicha concesión había sido prorrogada por el plazo de 10 años, mediante el Decreto No. 1,117/09, venciendo en consecuencia en el año 2026.

Con fecha 21 de diciembre de 2018, la Provincia de Neuquén aprobó la transformación de la concesión de explotación sobre el área Bajada del Palo, en dos concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos (CENCH) denominadas Bajada del Palo Este (“BPE”) y Bajada del Palo Oeste (“BPO”) por el plazo de 35 años e incluyen el pago de regalías por 12% por la nueva producción de las formaciones no convencionales. Este permiso reemplaza la concesión de explotación convencional vinculada con esta área.

La Compañía se comprometió a pagar a la Provincia de Neuquén los siguientes conceptos en el marco del otorgamiento de concesiones de explotación no convencionales para ambas áreas: (i) bono de explotación por un total de aproximadamente 1,167; (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 (ver Nota 29.4). Asimismo, VISTA pagó la cantidad de aproximadamente 1,102 como impuesto de sellos.

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

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

Los socios de la operación conjunta de los lotes de explotación “Charco del Palenque” y “Jarilla Quemada” en el área Agua Amarga al 31 de diciembre de 2018 son Vista Argentina y APCO SAU con una participación de 77% y 23%, respectivamente, siendo Vista Argentina el operador.

En 2007, PELS A obtuvo el permiso de exploración en el área de Agua Amarga ubicada en la Provincia de Río Negro mediante el Decreto Provincial No. 557/07 y la firma del respectivo contrato el 17 de mayo del mismo año. Con base en los resultados de la exploración realizada en el área de Agua Amarga, la Provincia de Río Negro otorgó la concesión de explotación del lote Charco del Palenque el 28 de octubre de 2009, mediante el Decreto Provincial No. 874 y su modificatorio No. 922, con fecha 13 de noviembre de 2009 por un período de 25 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 PELS A la concesión de explotación del lote Jarilla Quemada.

Ambos Decretos se publicaron en el Boletín Oficial No. 5,381 del 17 de agosto de 2015, mediante el cual el permiso de exploración de Agua Amarga se divide en las dos concesiones de explotación mencionadas.

La concesión de explotación Charco del Palenque es efectiva hasta el año 2034 y la concesión de explotación Jarilla Quemada es efectiva hasta el año 2040.

29.3.4 Propiedades de petróleo y gas en Coirón Amargo Sur Oeste y Coirón Amargo Norte

La UTE Coirón Amargo ("CA") era titular de un área ubicada en la provincia de 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 firmaron acuerdos de cesiones de sus participaciones, por medio de los cuales el área se dividió en tres bloques de petróleo y gas: Coirón Amargo Norte ("CAN"), Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO") y Coirón Amargo Sur Este ("CASO").

La Compañía decidió no participar en la unión transitoria para la operación del área CASE.

La UTE CA, titular de la concesión de explotación, cambió su denominación a UTE CAN, quedando integrada por APCO Sucursal 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. APCO Sucursal Argentina es el operador desde esa fecha. La fecha de vencimiento de la concesión de explotación se mantiene en 2036.

Desde el 1 de septiembre de 2017, y luego de firmar todos los socios un Acta de Comité Operativo donde se aprueba la implementación del "Carry Petrolero", APCO SAU incluye su participación en esta operación conjunta en un 61,11%, que se compone de su participación contractual del 55% más la participación incremental adquirida de GyP, del 6,11%. Dicho acuerdo surge en relación a la participación de GyP en el acuerdo conjunto (10%) del cual el resto de los socios se hacen cargo, y que a partir de dicha fecha 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.

El 22 de agosto de 2018, APCO SAU firmó un contrato de cesión de derechos) mediante el cual: (i) APCO SAU cedió a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc. ("Shell"), una participación no operativa del 35% en el bloque CASO, (ii) O&G cedió a APCO SAU una participación operativa del 90% en el bloque Águila Mora.

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

Los socios de CASO son actualmente APCO SAU, O&G y GyP 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 1578/18, el lote de evaluación de CASO se convirtió en una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos (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 GyP, incluyendo APCO SAU su participación en esta operación conjunta por el 11,11%.

29.3.5 Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, APCO SAU firmó un contrato de cesión de derechos (el “Contrato de Swap Águila Mora”) mediante el cual: (i) APCO SAU cedió a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc. (“Shell”), una participación no operativa del 35% en el bloque CASO, (ii) O&G cedió a APCO SAU una participación operativa del 90% en el bloque 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 el bloque CASO y adquirió una participación del 90% en el bloque 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.

Ubicada en la provincia de Neuquén, Águila Mora es una propiedad de petróleo y gas con un permiso de exploración hasta junio de 2019, que se encuentra en la ventana de petróleo de la formación Vaca Muerta

APCO SAU mantiene por dicha área un acuerdo de “Carry Petrolero” por la participación de GyP, incluyendo su participación en esta operación conjunta por el 100%.

29.3.6. Jaguel de los Machos

El Decreto 1769/90 otorgó una concesión de explotación por 25 años sobre el área “Jagüel de los Machos” a Compañía Naviera Perez Companc S.A.C.F.I.M.F.A. Posteriormente, mediante Decreto 1708/08 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 el ciento por ciento (100%) de la participación en el área fue cedida por Pampa Energía SA a Vista Oil & Gas Argentina SA, encontrándose a la fecha dicha cesión pendiente de aprobación por parte de la Provincia de Río Negro, en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319.

Jaguel de los Machos es una concesión de explotación ubicada en la provincia de Río Negro.

29.3.7. 25 de Mayo – Medanito S.E.

El Decreto 2164/91 reconvirtió el contrato existente a esa fecha sobre el área “25 de Mayo-Medanito SE” en una concesión de explotación por 25 años. Posteriormente, mediante Decreto 1708/08 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 el ciento por ciento (100%) de la participación en el área fue cedida por Pampa Energía SA a Vista Oil & Gas Argentina SA, encontrándose a la fecha dicha cesión pendiente de aprobación por parte de la Provincia de Río Negro, en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319.

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

29.3.8. Acambuco

Tenemos una participación del 1.5% en la empresa conjunta no incorporada para la concesión de explotación de Acambuco en la cuenca Noroeste ubicada en la Provincia de Salta. El operador de este bloque de evaluación es Pan American Energy, que posee una participación del 52%. Los intereses restantes están en manos de otros tres socios, YPF, que posee una participación del 45%, y una subsidiaria de WPX Energy, Northwest Argentina Corporation, que posee la participación restante del 1,5%. La concesión expira en 2036. No hay compromisos de capital pendientes.

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

29.3.9. Sur Río Deseado Este

Si bien consideramos que el bloque Sur Río Deseado Este es un solo bloque, hemos desglosado la información en Sur Río Deseado Este y Sur Río Deseado Este II como se detalla a continuación.

Tenemos una participación del 16.9% en la empresa de riesgo compartido para la concesión de explotación para Sur Río Deseado Este en la cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Provincia de Santa Cruz. El operador de este bloque de evaluación es Alianza Petrolera S.A.

Tenemos una participación del 44% en la empresa conjunta no incorporada para la concesión de exploración para Sur Río Deseado Este II en la cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Provincia de Santa Cruz, en la misma área que Sur Río Deseado Este I. Operador de Este bloque de evaluación es Quintana E&P.

Las concesiones expiran en 2021 y no hay compromisos de capital pendientes.

29.3.10. Bloques de México

Como se revela en la Nota 11, el 29 de octubre de 2018, VISTA a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II, S.A. de C.V. ("VISTA II") completó la adquisición, de 50% de participación en los siguientes bloques:

- (i) CS-01 y B-10, ambos serán operados por VISTA (sujeto a la aprobación de CNH de la transferencia de la operación la cual se espera será obtenida, aproximadamente, a mediados del 2019); y
- (ii) TM-01 será operado por Jaguar.

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la ejecución de la adenda a los acuerdos de licencia de los tres bloques entre CNH, Jaguar, Pantera y VISTA fue ejecutada.

Las concesiones caducan en 2047.

29.4 Compromiso de inversión

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía no tenía ningún compromiso de inversión ya que no era parte de ninguna operación conjunta.

Al 31 de diciembre 2018, la Compañía estaba comprometida a perforar y completar: (a) en la Provincia de Río Negro, 20 pozos de desarrollo, 5 pozos de avanzada y 2 pozos exploratorios en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 43,500 (al porcentaje de participación de la Compañía); (b) en la Provincia de Río Negro, 12 pozos de desarrollo, 2 pozos de avanzada y 1 pozo exploratorio en el área Entre Lomas por un costo estimado de 30,500 (al porcentaje de participación de la Compañía); y (c) en la Provincia de Neuquén, 3 pozos horizontales por un total de 35,000 (3,800 al porcentaje de participación de la Compañía) en el área Coiron Amargo Sur Oeste.

Además, la Compañía se comprometió a realizar: (a) 19 workovers y abandonar 22 pozos en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 13,900 (al porcentaje de participación de la Compañía); y (b) 13 workovers y abandono de 3 pozos en el área Entre Lomas por un costo estimado de 7.4 millones (al porcentaje de participación de la Compañía).

Adicionalmente, con motivo del otorgamiento de la CENCH en el área Bajada del Palo, la Compañía se comprometió: (a) en Bajada del Palo Oeste a perforar 8 pozos horizontales con sus facilities asociadas por un costo estimado de 105,600 entre el año 2019 y el primer semestre del 2020; y (b) en Bajada del Palo Este a perforar 5 pozos horizontales con sus facilities asociadas por un costo estimado de 51,800 entre los años 2019 y 2021.

29.5 Costos de exploración de pozos

No hay saldos ni actividad por costos de pozos exploratorios para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017.

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

Nota 30. 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.

30.1 Adquisición de PELSA 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. ("PAMPA") acordó vender a VISTA su participación directa en PELSA y sus participaciones directas en las propiedades de petróleo y gas Entre Lomas, 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 Entre Lomas ("EL"), 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).

30.1.1 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.

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

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía identificó en forma preliminar 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.

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

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

	Notas	Total
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 30.1.1)		297,588

[A] Propiedad, planta y equipo:

- Propiedad minera: 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 VISTA. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración 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 minera 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 administración 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 Gas Licuado de Petróleo, 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 espera cobrar 3,647.

[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. PELS A 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.

30.1.3 Interés minoritario

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 30.3).

30.1.4 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	(10,216)
Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios (*)	287,372

(*) En el estado de flujos de efectivo, 297,458 se presentaron como salida neta de efectivo en la adquisición de negocios y 10,086 se incluyen en el 'Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del período' en poder de la entidad Sucesora.

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

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

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A. ("PAMPA") acordó vender a VISTA 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 ("Medanito"); y
- ii. participación del 100% en el área de concesión de explotación Jagüel de los Machos ("Jagüel" o "JDM").

En la misma fecha, VISTA asignó todos los derechos y obligaciones de las propiedades de petróleo y gas del Acuerdo de Compra 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 dos combinaciones de negocios, ya que la Compañía se estableció como una entidad de propósito especial hasta esta fecha (Nota 1).

30.2.1 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 incurrían, 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.

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

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía identificó de forma preliminar 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 Preliminar
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 30.2.1)		85,435

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

[A] Propiedad, planta y equipos

- Propiedad minera: 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 VISTA. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración 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 minera 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 administración 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 Gas Licuado de Petróleo, 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.

30.2.3 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	-
Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios	<u>85,435</u>

30.3 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 16.94% 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 en la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, que se denomina "Sur Río Deseado Este II".

A partir de esta combinación de negocios, VISTA 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.

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

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).

30.3.1 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 incurrieron, 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 12,970.

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

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía identificó de forma preliminar 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 preliminar
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 30.3.1)		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.

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

[A] Propiedad, planta y equipo:

- Propiedad minera: 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 VISTA. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración 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 minera 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 administración 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 Gas Licuado de Petróleo, 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 espera cobrar 2,514.

[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.

30.3.3 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)
Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios	<u>335,329</u>

30.4 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 30.1, 30.2 y 30.3) 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.

En el estado de flujo de efectivo consolidado:

Pago en efectivo transferido	732,784
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(24,648)
Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios (*)	<u>708,136</u>

La composición del Crédito Mercantil es:

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

Nota 31. Reforma fiscal

A- Argentina

El 29 de diciembre de 2017, el Poder Ejecutivo Nacional aprobó la Ley No. 27,430 - Impuesto Sobre la Renta. Esta Ley introdujo varias modificaciones en el tratamiento del impuesto sobre la renta, cuyos componentes clave se describen a continuación:

31.1 Impuesto sobre la renta

31.1.1. Tasa del Impuesto sobre la renta

La tasa del impuesto sobre la renta para las empresas argentinas se reducirá 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 efecto de la aplicación de los cambios en la tasa del impuesto sobre la renta sobre los activos y pasivos por impuestos diferidos de conformidad con la reforma tributaria mencionada anteriormente se reconoció, en función de su año de realización esperado, en "Impuesto sobre la renta" del estado de resultados y otros resultados integrales consolidado (Nota 15).

31.1.2. Impuesto sobre dividendos

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%.

Los dividendos resultantes de los beneficios ganados hasta el año fiscal anterior al que comenzó el 1 de enero de 2018 seguirán sujetos a la retención del 35% sobre el monto que excede las ganancias retenidas distribuibles no gravadas (período de transición del impuesto de igualación) para todos los beneficiarios.

31.1.3. Precios de transferencia

Se establecen controles para la importación y exportación de productos a través de intermediarios internacionales diferentes del exportador en el punto de origen o del importador en el destino.

Además, la Ley establece la obligación de proporcionar documentación que permita verificar las características de la transacción para la importación y exportación de bienes y la exportación de productos, en ambos casos cuando se realizan a través de un intermediario internacional diferente al exportador en el punto de origen o del importador en destino.

31.1.4. Revaluación fiscal y contable

La Ley establece que las Compañías pueden optar por realizar una revaluación fiscal de los activos ubicados en Argentina y a la generación de ganancias sujetas a impuestos. El impuesto especial sobre el monto de la revaluación depende del activo, y ascenderá a 8% para bienes inmuebles no contabilizados como inventarios, 15% para bienes inmuebles contabilizados como inventarios y 10% para propiedad personal y otros activos. Una vez que la opción se ejerce para un determinado activo, todos los activos dentro de la misma categoría deben revaluarse. El resultado fiscal de la revaluación no estará sujeto al impuesto sobre la renta, y el impuesto especial sobre el monto de la revaluación no será deducible de dicho impuesto.

31.1.5. Ajuste

La reforma establece las siguientes reglas para la aplicación del mecanismo de ajuste de la inflación del impuesto sobre la renta: (i) un ajuste de costos por los bienes adquiridos o las inversiones realizadas durante los años fiscales que comienzan después del 1 de enero de 2018, teniendo en cuenta las variaciones en el Índice de Precios Internos Mayoristas (IPIM) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC); y (ii) la aplicación de un ajuste integral cuando la variación de IPIM supere el 100% en los 36 meses anteriores al cierre del período fiscal.

El ajuste de las adquisiciones o inversiones realizadas en años fiscales a partir del 1 de enero de 2018 aumentará la depreciación deducible y su costo computable en caso de venta.

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

El 4 de diciembre de 2018, Argentina promulgó la Ley No. 27,468 que modifica las normas de ajuste inflacionario a efectos del impuesto a la utilidad.

Las nuevas normas cambian el índice utilizado para medir la inflación y modifican los parámetros que deben verificarse para desencadenar un ajuste. El ajuste de la inflación para fines fiscales ahora se basará en el Índice de Precios al Consumidor (IPC), y un ajuste sólo se aplicará para los años fiscales 2018, 2019 y 2020 si el índice supera el 55%, 30% y 15% respectivamente.

Según esto, el ajuste por inflación no se aplicará a 2018 porque el índice no superó el 55%.

Además, la Ley No. 27,468 establece que el ajuste por inflación negativo o positivo resultante, correspondiente al primer, segundo o tercer año fiscal que comienza el 1 de enero de 2018, debe asignarse un tercio al año fiscal para el cual se calcula el ajuste y los dos restantes. Tercero, en partes iguales, a los dos años fiscales siguientes.

B- Mexico

El 01 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.

31.2 Impuesto al valor agregado

Reembolso de saldos favorables de inversiones.

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.

31.3 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.

Nota 32 – Pagos basados en acciones

Al 31 de diciembre de 2017 la Compañía no tenía ningún plan de pago basado en acciones.

El 22 de marzo de 2018, los Accionistas de la Compañía autorizaron la existencia 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 de Accionistas, 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 la misma.

De acuerdo con el LTIP aprobado por la Junta, dicho plan comenzó el 4 de abril de 2018. Como parte del LTIP, la Compañía ingresará en el Fideicomiso Administrativo para depositar las acciones de la Serie A que se utilizarán en el mismo. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Compañía está en proceso de ejecutar dicho Fideicomiso Administrativo.

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

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

32.1 Opción de compra de acciones (Pagos basados en acciones)

La opción de compra de acciones le otorga al participante el 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 un Modelo de Black Scholes. El empleado puede ejercer la opción pagando el precio de ejercicio en efectivo o en acciones.

32.1.1 Movimientos del ejercicio de las acciones Serie A

La siguiente tabla muestra el número de acciones Serie A y el Precio Promedio Ponderado del ejercicio (WAEP, por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante el ejercicio:

	Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Número de acciones Serie A	WAEP
Pendientes al inicio del ejercicio	-	-
Otorgados durante el ejercicio	1,330,541	10.0
Al cierre del ejercicio	1,330,541	10.0

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

	2018
Rentabilidad por dividendo (%)	0.0%
Volatilidad esperada (%)	40%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	1.5%
Vida esperada de las opciones sobre acciones (años)	5
Precio Promedio Ponderado de las acciones (USD)	10.0
Modelo utilizado	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 2018 fue de 3.7.

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 2018, el gasto de compensación registrado en el estado consolidado de operaciones ascendió a 1,238 dólares estadounidenses.

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.

32.2 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.

32.2.1 Movimientos del ejercicio

La siguiente tabla muestra el número y el Precio Promedio Ponderado del ejercicio (WAEP, por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante el ejercicio:

	Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Número de acciones Serie A	WAEP
Pendientes al inicio del ejercicio	-	-
Otorgados durante el ejercicio	854,750	10,0
Al cierre del ejercicio	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 2018, el gasto por compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 2,783.

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 33. Información complementaria sobre las actividades de petróleo y gas (sin auditar)

Esta información incluye las actividades de producción de petróleo y gas de la Compañía realizadas en Argentina.

Reservas estimadas de petróleo y gas.

La estimación de reservas 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. La auditoría independiente cubrió el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía. Gaffney, Cline & Associates auditaron las estimaciones probadas de reservas de petróleo y gas natural de acuerdo con la Regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de acuerdo con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas del ASC Topic 932 de FASB. Proporcionamos toda la información requerida durante el curso del proceso de auditoría a la satisfacción de Gaffney, Cline & Associates.

Las reservas probadas son estimadas por los ingenieros de yacimientos de la Compañía. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo de estimación de la acumulación de hidrocarburos, que no se puede medir con precisión, y la estimación de la reserva depende de la calidad de la información disponible y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Por lo tanto, las estimaciones de reservas, así como los perfiles de producción futuros, a menudo son diferentes de las cantidades de hidrocarburos, que finalmente se recuperan. La precisión de tales estimaciones depende, en general, de los supuestos en los que se basan.

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.

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, que fueron emitidas por la SEC a fines de 2008.

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

Para fines de comparación, la Compañía presenta la estimación de volúmenes técnicos al 31 de diciembre de 2017 y al 3 de abril de 2018, que también fueron auditados por Gaffney, Cline & Associates. Gaffney Vista no tenía propiedad en los campos de petróleo y gas que son objeto de esta información antes del 4 de abril de 2018, por lo tanto, los volúmenes no son reservas para los intereses de Vista antes de esa fecha. Sin embargo, Gaffney, Cline & Associates realizaron una auditoría de reservas en las mismas propiedades para Pampa y APCO de acuerdo con las regulaciones de la SEC, y son esos volúmenes, ajustados a la participación de la Compañía.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas netas de petróleo (incluyendo crudo, condensado y gas natural) y reservas netas de gas natural al 31 de diciembre de 2018:

Categorías de reservas	Reservas al 31 de diciembre de 2018	
	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)
PROBADAS Desarrolladas	27.1	103.4
PROBADAS No desarrolladas	7.1	26.2
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	34.2	131.6

Categorías de reservas	Volumen técnico al 3 de Abril de 2018	
	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)
PROBADAS Desarrolladas	26.7	79.0
PROBADAS No desarrolladas	4.5	25.2
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	31.2	104.2

Categorías de reservas	Volumen técnico al 31 de Diciembre de 2017	
	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)
PROBADAS Desarrolladas	28.1	84.5
PROBADAS No desarrolladas	4.5	25.3
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	32.6	109.8

Los volúmenes de líquidos se reportan en millones de barriles (MMBbl) y los volúmenes de gas de ventas se reportan en miles de millones de pies cúbicos estándar (MMSCF) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60 grados Fahrenheit.

Nota 34. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado eventos posteriores al 31 de diciembre de 2018 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o exposición en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 19 de febrero de 2019, fecha en que estos estados financieros estaban disponibles para su emisión.

El 13 de febrero de 2019, la Compañía completó la venta de 5,500,000 de acciones serie A y 5,000,000 millones de Títulos del promotor para comprar acciones serie A por un monto total de 55,000 a Kensington Investments BV, de conformidad con un Acuerdo de compra a plazo y cierto compromiso de suscripción, revelado en Nota 20.1.1.

Después de dar efecto a esta transacción, Vista tiene:

- 75,909,315 acciones de la serie A en circulación, que representan la porción variable del capital social de Vista, todas las cuales están registradas en el Registro Nacional de Valores de México y están listadas en la Bolsa de Valores de México;

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

- 2 acciones serie C en circulación, que representan la parte fija del capital social de Vista, todas registradas en el Registro Nacional de Valores de México y que cotizan en la Bolsa Mexicana de Valores; y
- 99,680,000 Títulos del promotor para comprar acciones serie A en circulación, período de ejercicio que comenzó el 15 de agosto de 2018, tres de los cuales se pueden ejercer para comprar una acción serie A a un precio de 11.50 por acción.