



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

Estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados

Por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018

Contenido:

Estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados:

Estados de situación financiera intermedios condensados consolidados no auditados

Estados de resultados intermedios condensados consolidados no auditados

Estados de variaciones en el capital contable intermedios condensados consolidados no auditados

Estados de flujo de efectivo intermedios condensados consolidados no auditados

Notas a los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados

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

Estados de situación financiera intermedios condensados consolidados no auditados
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 30 de septiembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Activo			
Activo no corriente			
Propiedad, planta y equipos	8	762,952	-
Crédito mercantil	23	28,484	-
Otros activos intangibles		437	-
Efectivo restringido		-	652,566
Cuentas por cobrar y otras cuentas	10	12,046	-
Pagos anticipados		-	128
Total activo no corriente		803,919	652,694
Activo corriente			
Inventarios	12	3,704	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas, neto	10	81,759	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	13	123,318	2,666
Total activo corriente		208,781	2,666
Total activo		1,012,700	655,360
Capital y pasivo			
Capital			
Capital social	14	513,943	25
Opciones sobre acciones		2,550	-
Otros resultados integrales acumulados		1,738	-
Resultados acumulados (pérdidas acumuladas)		(77,325)	(5,095)
Capital atribuible a los accionistas de la Compañía		440,906	(5,070)
Total capital		440,906	(5,070)
Pasivo			
Pasivo no corriente			
Pasivo por impuesto diferido		153,458	38
Provisiones	15	20,639	-
Préstamos	11	294,374	-
Títulos opcionales	11	17,913	14,840
Interés pagadero a los accionistas Clase A		-	2,550
Recursos obtenidos de actividades de financiación relacionadas con la emisión de acciones ordinarias Clase A redimibles		-	642,080
Beneficio a los empleados		3,670	86
Cuentas por pagar y otras cuentas		-	550
Total pasivo no corriente		490,054	660,144
Pasivo corriente			
Provisiones	15	3,272	-
Préstamos	11	4,529	-
Salarios y contribuciones sociales	16	5,110	-
Cuentas por pagar	18	43,660	276
Impuestos y regalías por pagar	17	8,071	9
Impuesto sobre la renta		17,098	-
Partes relacionadas		-	1
Total pasivo corriente		81,740	286
Total pasivo		571,794	660,430
Total Capital contable y pasivo		1,012,700	655,360

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

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

Estados de resultados intermedios condensados consolidados no auditados

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Período del 1 de enero al 30 de septiembre 2018	Período del 22 de marzo al 30 de septiembre 2017	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2018	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2017
Ingresos	5	227,233	-	116,947	-
Ingresos		227,233	-	116,947	-
Costo de ventas:					
Costo de operación		(57,607)	-	(26,279)	-
Depreciaciones		(63,299)	-	(32,416)	-
Regalías		(34,052)	-	(17,133)	-
Utilidad bruta		72,275	-	41,119	-
Gastos comerciales		(13,208)	-	(7,209)	-
Gastos de administración		(19,631)	(1,409)	(9,323)	(1,403)
Gastos de exploración		(180)	-	122	-
Otros resultados operativos, netos	6	(12,603)	(705)	(4,741)	(705)
Utilidad (Pérdida) de operación		26,653	(2,114)	19,968	(2,108)
Ingresos por intereses		381	-	(1,095)	-
Gastos por intereses		(11,124)	-	(7,231)	-
Costo amortizado		(13,754)	(774)	(7,734)	(774)
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos		(503)	-	(122)	-
Resultado activos y pasivos a valor presente		(1,641)	-	(1,641)	-
Pérdida cambiaria		(12,625)	(2)	(1,833)	(2)
Resultados financieros netos		(39,266)	(776)	(19,656)	(776)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto		(12,613)	(2,890)	312	(2,884)
Impuesto sobre la renta corriente	9	(29,411)	-	(13,284)	-
Impuesto sobre la renta diferido	9	(30,206)	-	(14,915)	-
Pérdida neta		(72,230)	(2,890)	(27,887)	(2,884)
Pérdida por acción atribuible a los accionistas de la Compañía					
Pérdida por acción ordinaria - (en dólares por acción):		(1.39)	(0.14)	(0.54)	(0.06)
Pérdida por acción ordinaria diluida - (en dólares por acción):		(1.39)	(0.12)	(0.54)	(0.06)

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

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

Estados de variaciones en el capital contable intermedios condensados consolidados no auditados
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Opciones sobre acciones	Pérdidas acumuladas	Plan de beneficios	Interés minoritario	Total del capital contable
Saldo al 1 de enero de 2018	25	-	(5,095)	-	-	(5,070)
Incremento de capital obtenido en la Oferta Pública Inicial, gastos y reembolsos netos	513,918	-	-	-	-	513,918
Opciones sobre acciones	-	2,550	-	-	-	2,550
Plan de beneficios	-	-	-	1,738	-	1,738
Interés minoritario originado por combinación de negocios.	-	-	-	-	1,307	1,307
Adquisición de interés minoritario	-	-	-	-	(1,307)	(1,307)
Pérdida Neta	-	-	(72,230)	-	-	(72,230)
Saldo al 30 de septiembre de 2018	513,943	2,550	(77,325)	1,738	-	440,906

Estados de variaciones en el capital contable intermedios condensados consolidados no auditados del 22 de marzo al 30 de septiembre de 2017
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Resultados acumulados	Total del capital contable
Aportación inicial de capital al 22 de marzo de 2017	1	-	1
Aumento de capital por emisión de acciones Serie "B" de los accionistas fundadores	25	-	25
Resultado del período	-	(2,890)	(2,890)
Saldo al 30 de septiembre de 2017	26	(2,890)	(2,864)

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

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

Estados de flujos de efectivos intermedios condensados consolidados no auditados
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Período del 1 de enero al 30 de septiembre 2018	Período del 22 de marzo al 30 de septiembre 2017	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2018	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades operación				
Pérdida neta del periodo	(72,230)	(2,890)	(27,887)	(2,884)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:				
Partidas que no afectan flujos de efectivo:				
Depreciaciones y amortizaciones	63,299	-	32,416	-
Pérdida de moneda extranjera	12,625	2	1,833	2
Provisiones	1,263	-	1,263	-
Incremento de reservas	3	-	(66)	-
Cambio de activos y pasivos a valor presente	1,641	-	1,641	.
Impuesto sobre la renta	59,617	-	28,199	-
Opciones sobre acciones	2,550	-	1,650	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Ingresos por intereses	(381)	-	1,095	-
Gastos por intereses	11,124	-	7,231	-
Costo amortizado	13,754	774	7,734	774
Tasa de interés del pasivo por taponamiento de pozos	503	-	122	-
	93,768	(2,114)	55,231	(2,108)
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas	(35,750)	-	(16,022)	-
Cuentas por pagar y otras cuentas	10,094	1,755	(24,810)	1,755
Beneficios a empleados	(195)	-	2,541	-
Salarios y contribuciones sociales	8,169	-	10,745	-
Pagos anticipados	-	(138)	-	(135)
Inventarios	3,752	-	5,987	-
Provisiones	(546)	-	25,367	-
Deudores diversos	-	847	-	838
Otros impuestos por pagar	1,330	4	9,436	4
Impuesto a la utilidad pagado	(13,901)	-	(13,901)	-
	66,721	354	54,574	354
Flujos netos de efectivo generados /(aplicados) en actividades operativas				
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Adquisiciones de empresas netas de efectivo adquirido	(708,136)	-	-	-
Inversiones en propiedad, planta y equipos	(47,362)	-	(32,497)	-
Adquisición de otros activos intangibles	-	-	(202)	-
Venta de otros activos financieros	15,496	-	11,875	-
Intereses cobrado	381	-	(1,095)	-
	(739,621)	-	(21,919)	-

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

	Período del 1 de enero al 30 de septiembre 2018	Período del 22 de marzo al 30 de septiembre 2017	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2018	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2017
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento				
Aportación de capital	-	25	-	-
Adquisición de interés minoritario	(1,307)	-	-	-
Procedentes de préstamos	-	-	-	-
Reembolso de acciones ordinarias Clase A redimibles	(204,590)	-	-	-
Deudas por financiamiento relacionadas con la emisión de acciones ordinarias Clase A redimibles (Nota 14)	95,000	640,585	-	640,585
Costos de emisión por capitalización de acciones	(23,574)	-	-	-
Préstamos recibidos	560,000	-	300,000	-
Cancelación de préstamos y costos de emisión de préstamos	(278,886)	-	(267,758)	-
Ingresos por intereses	-	831	-	831
Gastos por intereses	(5,380)	-	(3,878)	-
Títulos de promotores	-	14,840	-	14,840
Flujos netos de efectivo generados por actividades de financiamiento	141,263	656,281	28,364	656,256
Aumento / (disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto	(531,637)	656,635	61,019	656,610
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	655,232	-	45,156	25
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	(18,072)	(2)	(652)	(2)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del periodo	105,523	656,633	105,523	656,633

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

Notas a los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados
(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" o la "Compañía") es una sociedad anónima bursátil de capital variable recientemente constituida el 22 de marzo de 2017, de conformidad con la legislación de México. Hasta el 4 de abril de 2018, la Compañía fue una sociedad de adquisición con propósito especial, constituida con el fin de llevar a cabo una fusión, adquisición de activos, compra de acciones, intercambio de acciones, compra de participaciones, combinación, consolidación, reestructuración u otras combinaciones de negocio similares con uno o más negocios (la "Combinación de Negocios Inicial").

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 (incluyendo las Cuotas de Suscripción Diferida, según se define dicho término en la Nota 2.4.10). La Compañía reembolsó parte de la misma a los accionistas y usó otra parte de esos fondos, entre otras cosas, para financiar 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 importante.

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 736,006 la Combinación de Negocios Inicial (Nota 23) mediante la adquisición de:

- (i) 58.88% de participación accionaria en Petrolera Entre Lomas S.A. ("PELSA");
- (ii) 3.85% de participación directa en las concesiones de explotación operadas por PELSA;
- (iii) 100% de participación en las concesiones de explotación de 25 de Mayo-Medanito;
- (iv) 100% de participación en las concesiones de explotación de Jagüel de los Machos;
- (v) 100% de Apco Oil & Gas International Inc. ("APCO") y
- (vi) 5% de participación accionaria en Apco Argentina S.A. ("Apco Argentina")

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

- i. En la cuenca Neuquina
 - a. Una participación operativa del 100% en las concesiones de explotación Medanito-25 de Mayo y Jagüel de los Machos (como operador);
 - b. Una participación operativa del 100% en las concesiones de explotación de Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga (como operador)
 - c. Una participación operativa del 55% en la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (como operador); ⁽¹⁾
 - d. Una participación no operativa del 45% en el lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste (operado por O&G Development Ltd. S.A.); ⁽¹⁾
- ii. En la cuenta del Golfo San Jorge.
 - a. Una participación no operativa del 16.94% en la concesión para explotación Sur Río Deseado Este (operado por Pentanova Energy); y ⁽¹⁾
 - b. Una participación no operativa del 44% en el contrato de exploración Sur Río Deseado Este (operado por Quintana E&P Argentina S.R.L.). ⁽¹⁾
- iii. En la cuenca Noroeste
 - a. Una participación de 1.5% en la concesión de explotación de Acambuco (operada por Pan American Energy). ⁽¹⁾

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).

Adicionalmente, el 25 de abril de 2018 la Compañía a través de VISTA I completó la adquisición de la participación remanente (0.32%) de PELSA por un monto total en efectivo de 1,307.

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

⁽¹⁾ Participaciones en operaciones conjuntas obtenidas como resultado de la adquisición de APCO Oil & Gas Internacional, Inc

El domicilio social y la oficina principal de la Compañía están ubicados en la Ciudad de México (México), en la calle Javier Barros Sierra N° 540 torre 2, piso 2, Lomas de Santa Fe, Delegación Álvaro Obregón, código postal 01210, Ciudad de México.

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables significativas.

2.1 Bases de preparación y presentación.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados de la Compañía, por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2018, han sido preparados de acuerdo con la NIC 34 “Información Financiera Intermedia” y fueron autorizados para su emisión por el Director Financiero de la Compañía (“CFO”) Pablo Vera Pinto y por el Consejo de Administración, con fecha el 25 de octubre de 2018. Los eventos subsecuentes han sido considerados hasta esa fecha (Ver Nota 25).

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados no incluyen toda la información y las revelaciones requeridas en los estados financieros anuales. Deben ser leídas conjuntamente con los estados financieros consolidados anuales emitidos el 31 de diciembre de 2017.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados son comparables con aquellos emitidos el 31 de diciembre de 2017, a excepción de lo descrito a continuación:

Reclasificaciones

Se han realizado ciertas reclasificaciones a las cifras en los estados financieros al 31 de diciembre de 2017, presentados con fines comparativos, con respecto a las cifras emitidas originalmente, para comparabilidad con las cifras de los estados financieros intermedios correspondientes al 30 de septiembre de 2018.

Al 31 de diciembre 2017

	Reportado originalmente	Reclasificado
Estado de posición financiera		
Títulos opcionales (patrimonio)	14,840	-
Títulos opcionales (pasivo no corriente)	-	14,840

Se han realizado ciertos ajustes y reclasificaciones a las cifras de los estados financieros intermedios al 30 de septiembre de 2018 reportados previamente, con respecto a las cifras emitidas, principalmente para adecuar el crédito mercantil definitivo producto de la combinación inicial de negocios:

Estado de situación financiera

	Reportado originalmente	Reclasificado/ Ajustado
Propiedad, planta y equipos	782,297	762,952
Crédito mercantil	12,579	28,484
Otros activos intangibles	-	437
Inversiones en acciones compañías subsidiarias	2,572	-
Inventarios	1,550	3,704
Partes relacionadas	1,148	-
Cuentas por cobrar	78,625	81,759
Impuestos por recuperar	152	-
Pagos anticipados	1,811	-

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

	Reportado originalmente	Reclasificado/ Ajustado
Títulos opcionales (patrimonio)	14,840	-
Otros resultados integrales acumulados	(2,678)	1,738
Resultados acumulados	(67,881)	(77,325)
Pasivo por impuesto diferido	157,982	153,458
Provisiones	18,688	20,639
Títulos opcionales (pasivo no corriente)	-	17,913
Salarios y contribuciones sociales	4,078	5,110
Cuentas por pagar	43,568	43,660
Impuestos y regalías por pagar	8,059	8,071

Estado de resultados acumulado

	Reportado originalmente	Reclasificado/ Ajustado
Depreciaciones	(57,217)	(63,299)
Regalías	(33,970)	(34,052)
Gastos de administración	(18,228)	(19,631)
Gastos de exploración	-	(180)
Otros resultados operativos, netos	(12,186)	(12,603)
Ingresos por intereses	3,776	381
Gastos por intereses	(12,319)	(11,124)
Costo amortizado	(14,496)	(13,754)
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos	(498)	(503)
Resultado activos y pasivos a valor presente	-	(1,641)
Pérdida cambiaria	(10,580)	(12,625)
Participación en asociadas	(448)	-
Impuesto sobre la renta corriente	(29,417)	(29,411)
Impuesto sobre la renta diferido	(33,621)	(30,206)

Estado de resultados del trimestre

	Reportado originalmente	Reclasificado/ Ajustado
Depreciaciones	(29,445)	(32,416)
Gastos comerciales	(7,207)	(7,209)
Gastos de administración	(7,921)	(9,323)
Gastos de exploración	-	122
Otros resultados operativos, netos	(3,980)	(4,741)
Ingresos por intereses	1,320	(1,095)
Gastos por intereses	(7,455)	(7,231)
Costo amortizado	(9,100)	(7,734)
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos	(498)	(122)
Resultado activos y pasivos a valor presente	-	(1,641)
Pérdida cambiaria	(118)	(1,833)
Participación en asociadas	(448)	-
Impuesto sobre la renta corriente	(13,289)	(13,284)
Impuesto sobre la renta diferido	(17,752)	(14,915)

Así mismo producto de la combinación se han adoptado varias políticas contables nuevas que se describen en la nota 2.4.

Adicionalmente, desde el 1 de enero de 2018, la Compañía adoptó nuevas Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"); la NIIF 15, "Ingresos Ordinarios provenientes de Contratos con Clientes" y la NIIF 9, "Instrumentos Financieros". La aplicación de dichas normas y de otras modificaciones e interpretaciones no tienen un impacto en los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados de la Compañía.

La preparación de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados de acuerdo con la NIC 34 requiere el uso de estimaciones y supuestos críticos que afectan los montos informados para ciertos activos y pasivos, así como ciertos ingresos y gastos. Adicionalmente, requiere que la Administración ejerza su juicio en la aplicación de las políticas contables.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados han sido preparados sobre la base de los costos históricos, excepto para ciertos activos y pasivos financieros, así como para el precio de compra asignado de método de adquisición contable según se describe más adelante.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados de la Compañía se presentan en miles de dólares estadounidenses, de conformidad con las disposiciones de la NIC 21. La moneda funcional y de presentación de la información de la Compañía es el dólar estadounidense, la cual es la moneda utilizada en estos estados financieros.

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

- NIIF 16, Arrendamientos: La NIIF 16 se emitió en enero de 2016 y sustituye la NIC 17, CINIIF 4 Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento, SIC-15 Arrendamientos Operativos-Incentivos y SIC-27 Evaluación de la Sustancia de las Transacciones que Involucran la Forma Legal de un contrato de Arrendamiento.

La 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 único modelo en el balance general similar a la contabilidad de los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios: arrendamientos de activos de "bajo valor" 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 contrato de 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 del mismo.

El activo por el derecho de uso se mide inicialmente al costo y posteriormente se mide al costo (sujeto a ciertas excepciones) menos las pérdidas acumuladas de amortización y deterioro, ajustado para cualquier nueva medición del pasivo por arrendamiento. El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor actual de los pagos de arrendamiento que no se pagan en esa fecha y posteriormente se ajusta a los intereses y pagos de arrendamiento, así como al impacto de las modificaciones de arrendamiento, entre otros. Además, la clasificación de los flujos de efectivo también se verá afectada, ya que los pagos por arrendamientos operativos según la NIC 17 se presentan como flujos de efectivo operativos; mientras que bajo el modelo NIIF 16, los pagos de arrendamiento se dividirán en una parte principal y una porción de intereses y se presentarán como flujos de efectivo financiero. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o tasa no están incluidos en el pasivo por arrendamiento, y se seguirán presentando como flujos de efectivo operativos.

Adicionalmente, 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 financieros.

La NIIF 16, que es efectiva para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, requiere que los arrendatarios y arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.

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

La Compañía planea adoptar la NIIF 16 y aplicará el método de reconocimiento retrospectivo. Actualmente, se encuentra evaluando el impacto en sus estados financieros.

- 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 las ganancias. 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 renta. 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.

- NIIF 9 "Instrumentos financieros": guía de aplicación modificada en octubre de 2017, en relación con la clasificación de los activos financieros en el caso de términos contractuales que modifican el plazo o el monto de los flujos de efectivo contractuales para determinar si los flujos de efectivo que podrían surgir debido a este término contractual son únicamente pagos del principal y del interés sobre el monto del principal. Es efectiva para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019. La Compañía se encuentra evaluando el impacto en sus estados financieros.

- 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 los intereses 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 utilizadas 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 prestaciones definidas neto.

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.

Esta modificación aplica desde el 1 de enero de 2019 y es posible efectuar la aplicación anticipada.

- NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos": modificada en octubre de 2017. Aclara que la NIIF 9 se aplica a otros instrumentos financieros en una asociada o negocio conjunto a los que no se aplica el método de participación pero que, en esencia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto (intereses a largo plazo). Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida crediticia esperado en la NIIF 9 se aplica a dichos intereses a largo plazo.

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

Las modificaciones también aclararon que, al aplicar la NIIF 9, una entidad no tiene en cuenta ninguna pérdida de la asociada o negocio conjunto, ni ninguna pérdida por deterioro de la inversión neta, reconocida como ajustes a la inversión neta en la asociada o negocio conjunto que surgen de la aplicación de la NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos. Es aplicable a los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, la adopción anticipada es permitida.

-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 obtenida en etapas, incluida la reconsideración de intereses previamente mantenidos en los activos y pasivos de la operación conjunta a valor razonable. Al hacerlo, el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior en la operación conjunta.

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

Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, la Compañía no espera ningún efecto en sus estados financieros consolidados.

2.3 Bases de consolidación

Los estados financieros 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 solo 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.

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:

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

- El tamaño de la posesión de 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; y 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 pertinentes en el momento en el que se deben tomar decisiones incluidas las reuniones de votación de accionistas.

Las actividades 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 pertinentes 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 cesa. Específicamente, los ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o dispuesta durante el año se incluyen en el estado de resultados.

El método de adquisición es el que utiliza la Compañía para registrar las combinaciones de negocios de la Compañía (ver Nota 23).

Las transacciones y saldos entre compañías del Grupo se eliminan; y cuando es necesario se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para alinear sus políticas contables con las políticas contables de la Compañía.

La ganancia o pérdida de cada componente de otro resultado integral se atribuyen a los propietarios de la Compañía. El resultado integral total de las subsidiarias se atribuye a los propietarios de la Compañía al 30 de septiembre de 2018. Los detalles que evidencian el control ejercido por la Compañía al final del período / año se detallan a continuación:

Nombre de la Subsidiaria	Porcentaje de participación accionaria y poder de voto en manos de la Compañía			Lugar de operación	Actividad principal
	30/09/2018	31/12/2017	01/01/2017		
Vista Holding I, S.A. de C.V.	100%	100%	-%	México	Inversora
Vista Holding II, S.A. de C.V.	100%	100%	-%	México	Inversora
Vista Holding III, S.A. de C.V.	100%	-%	-%	México	Inversora
Vista Complemento S.A. de C.V.	100%	-%	-%	México	Servicios
Petrolera Entre Lomas. S.A. ^{(1) (2)}	100%	-%	-%	Argentina	Exploración y producción
APCO Oil & Gas International, Inc. ⁽¹⁾	100%	-%	-%	Islas Caiman	Inversora
APCO Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina ⁽¹⁾	100%	-%	-%	Argentina	Exploración y producción
APCO Argentina, S.A. ⁽¹⁾	100%	-%	-%	Argentina	Inversora
Aluvional Infraestructura S.A.	100%	-%	-%	Argentina	A determinar
Aluvional Logística S.A.	100%	-%	-%	Argentina	A determinar

(1) La entidad fue adquirida el 4 de abril de 2018

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

(2) El 14 de mayo 2018, Petrolera Entre Lomas, S.A. cambio su nombre a Vista Oil and Gas Argentina, S.A.

La participación de VISTA en los votos de las compañías subsidiarias es la misma participación que en el capital social.

Los cambios en los porcentajes de participación en las subsidiarias que, no dan como resultado que la Compañía pierda el control sobre las misma, 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, debe reconocer:

- Activos incluida la participación en los activos que mantiene conjuntamente; Pasivos incluida la participación en los activos que mantiene conjuntamente;
- Ingresos por la venta de su parte de la producción derivada de la operación conjunta;
- Ingresos por la venta de la producción del negocio conjunto, en caso de que existiera.
- Su participación en los ingresos por la venta de la producción por la operación conjunta; y
- Sus gastos, incluida la parte de los gastos incurridos conjuntamente.

La Compañía contabiliza los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de acuerdo con las NIIF aplicables a los activos, pasivos, ingresos y gastos particulares. Estos se han incorporado en los estados financieros en los rubros correspondientes. El interés en operaciones conjuntas y otros acuerdos se han calculado sobre la base de los últimos estados financieros o información financiera disponibles al final de cada período / año, teniendo en cuenta los eventos y transacciones posteriores significativos, así como la información de gestión disponible. Cuando sea necesario, se realizan ajustes a los estados financieros o a la información financiera para que sus políticas contables se ajusten a las políticas contables de la Compañía.

Cuando la Compañía realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad de la Compañía es un operador conjunto (como una venta o contribución de activos), se considera que la Compañía está realizando la transacción con las otras partes de la operación conjunta, y las ganancias y pérdidas resultantes de las transacciones se reconocen en los estados financieros consolidados de la Compañía solo a la atención de los intereses de las otras partes en la operación conjunta. Cuando una entidad de la Compañía realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad de la Compañía es un operador conjunto (como una compra de activos), la Compañía no reconoce su parte de las ganancias y pérdidas hasta que revende dichos activos a un tercero.

2.3.3 Combinaciones 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.

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

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 de intangible 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 activo intangible. llave de negocios.

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.

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 estado de resultados. La contraprestación contingente que se clasifica como capital no se vuelve a medir, mientras que la liquidación posterior se contabiliza dentro del capital contable.

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, que incluye la separación de los derivados implícitos en los contratos principales de la Compañía que recibe la inversión. 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 intangible.

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.

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

La Compañía trata las transacciones con partes no controladoras, que no resultan en una pérdida de control, como transacciones con los propietarios. Un cambio en la participación resulta en un ajuste en los valores en libros de las participaciones controladoras y no controladoras, para reflejar su participación real en la subsidiaria. Cualquier diferencia entre el monto del ajuste y cualquier contraprestación pagada o recibida se reconoce en “Otras reservas” dentro del capital contable.

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

Cuando la Compañía deja de consolidar o contabilizar el capital contable 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. 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.

Si la participación en una empresa conjunta o una asociada se reduce, pero se retiene el control conjunto o la influencia significativa, solo una parte proporcional de los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifica al estado de resultados.

2.4 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 Operativo de Toma de decisiones operativas.

2.4.2 Propiedad, planta y equipo

La propiedad, planta y equipo se mide siguiendo el modelo de costo. Se reconoce al costo menos la depreciación y menos las pérdidas por deterioro.

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, el cómputo de los costos financieros acumulados de los préstamos otorgados por terceros, netos de cualquier ingreso obtenido de la venta de producción de valor comercial durante el período.

Las obras en curso se registran al costo, menos cualquier pérdida por deterioro, si corresponde.

Los métodos de amortización y los períodos utilizados por la Compañía se describen a continuación.

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.

Las ganancias y pérdidas en las ventas se determinan comparando los ingresos con el valor en libros.

2.4.2.1 Métodos de depreciación y vidas útiles

La Compañía amortiza los pozos productivos, la maquinaria e instalaciones 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 minera 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 relacionados con propiedades con reservas no probadas se valoran al costo, y la recuperabilidad se evalúa periódicamente, con base en estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas posibles y probables que se espera que se prueben durante la vida de cada concesión.

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

Las maquinarias y equipos (incluido cualquier componente identificable significativo) se deprecian según el método de la unidad de producción.

Los elementos restantes de propiedad, planta y equipo de la Compañía se deprecian por el método de línea recta en base a las vidas útiles estimadas, como se detalla en la Nota 8.

El método de depreciación se revisa y se ajusta, si corresponde, al final de cada año.

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, se cargan a los gastos durante el período en que se incurren.

Una vez que se ha adquirido el derecho legal para explorar, los costos directamente asociados con un pozo de exploración se capitalizan como activos intangibles de exploración y evaluación hasta que se completa el pozo y se evalúan los resultados. Estos costos incluyen la compensación a los empleados directamente atribuibles; los materiales y el combustible utilizados; los costos de perforación; así como los pagos realizados a los contratistas.

Los costos de perforación de los pozos exploratorios se capitalizan hasta que se determina que existen reservas probadas y justifican el desarrollo comercial. Si no se encuentran reservas, dichos costos de perforación se cargan como gastos en un pozo improductivo. Ocasionalmente, un pozo exploratorio puede determinar la existencia de reservas de petróleo y gas, pero no pueden clasificarse como probadas cuando se completa la perforación, sujeto a una actividad de evaluación adicional (por ejemplo, la perforación de pozos adicionales), pero es probable que se puedan desarrollar comercialmente. En esos casos, dichos costos continúan siendo capitalizados en la medida en que el pozo ha permitido determinar la existencia de reservas suficientes para justificar su finalización como un pozo de producción y la Compañía está realizando un progreso suficiente en la evaluación de la viabilidad económica y operativa del proyecto.

Los costos directamente asociados con la actividad de evaluación que se realiza para determinar el tamaño, las características y el potencial comercial de una reserva después del descubrimiento inicial de los hidrocarburos, incluidos los costos de los pozos de evaluación donde no se encontraron hidrocarburos, se capitalizan inicialmente como activos intangibles.

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 reservas de petróleo y gas como probadas, el gasto capitalizado es transferido a las propiedades del petróleo y el gas.

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.

2.4.2.3 Derechos y Concesiones

Los derechos y las concesiones 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 amortización de los costos de explotación de las reservas tiene en cuenta los gastos incurridos hasta la fecha, junto con los gastos operativos futuros autorizados.

2.4.3 Activos intangibles

2.4.3.1 Intangible

El intangible es el resultado de la adquisición de subsidiarias y representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos. Después del reconocimiento inicial, la llave de negocios se mide al costo menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

A efectos de las pruebas de deterioro, el intangible 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 intangible para fines de gestión interna.

Cuando el intangible 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 intangible transferida 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.

Los activos intangibles con vida útil indefinida y el intangible no están sujetos a amortización y se someten anualmente a prueba de deterioro o con mayor frecuencia si los eventos o cambios en las circunstancias indican que podrían estar deteriorados. 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 en uso. Con el fin de evaluar el deterioro, los activos son comparados a niveles más bajo por los cuales existen flujos de efectivo identificables por separado, que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos de la Compañía. (Unidades generadoras de efectivo, UGE). Los activos no financieros distintos, al intangible 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 información incluida en los estados financieros se mide en la moneda funcional y de presentación de la Compañía, que es la moneda del entorno económico primario en el que opera la Compañía. La moneda funcional es el dólar estadounidense, que es la moneda de presentación de la Compañía.

La NIF 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" requiere que los estados financieros de una Compañía cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria, se deberá aplicar a las partidas no monetarias el cambio en el índice general de precios a partir de la fecha de adquisición o la fecha de la revaluación, según corresponda, hasta el final del período sobre el que se informa. Para concluir sobre la existencia de una economía hiperinflacionaria, el estándar menciona ciertas indicaciones a considerar, incluyendo una tasa de inflación acumulada en tres años que se aproxima o supera el 100%.

Durante la primera mitad de 2018, el peso argentino se devaluó significativamente, las tasas de interés anuales aumentaron en más del 40% y el índice de precios mayoristas se aceleró considerablemente. Según las estadísticas publicadas el 17 de julio de 2018, la tasa de inflación acumulada a 3 años para los precios al consumidor y al por mayor alcanzó un nivel de aproximadamente 123% y 119%, respectivamente. Sobre esa base, Argentina fue considerada una economía hiperinflacionaria desde el 1 de julio de 2018.

La Compañía ha evaluado esta situación y concluyó que no tiene impacto en sus estados financieros considerando que todas las subsidiarias argentinas tienen el dólar estadounidense como su moneda funcional.

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, 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 Activos financieros

2.4.6.1.1 Clasificación

2.4.6.1.1.2 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.

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. 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 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.

Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar

Las cuentas por cobrar comerciales 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 provisión por deterioro, si corresponde.

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 al valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

2.4.6.1.3 Deterioro de activos financieros

La Compañía reconoce el deterioro de un activo financiero cuando los pagos contractuales están vencidos 90 días o bien cuando la información interna o externa indica que es poco probable que reciba los montos contractuales pendientes. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

2.4.6.1.4 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se exponen separados en el estado financiero, a menos los siguientes criterios se cumplan: i) la Compañía tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; y ii) la Compañía tiene la intención de liquidar sobre una base neta o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente. Un derecho de compensación es el derecho legal de la Compañía para resolver una cantidad a pagar a un acreedor aplicando contra ella un monto por cobrar de la misma contraparte.

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

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.4.6.2.1 Clasificación como deuda o capital.

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

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. La recompra de los instrumentos de capital propios de la Compañía se reconoce y se deduce directamente en el capital. No se reconoce ninguna ganancia o pérdida en los resultados de la compra, venta, emisión o cancelación de los instrumentos de capital propios de la Compañía.

2.4.6.2.3 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 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 miden al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo o al valor razonable con impacto en el estado de resultados.

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

La Compañía no posee ningún pasivo financiero medido a valor razonable con cambios en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2017.

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.

2.4.6.2.4.1 Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se reconocen a valor razonable.

2.4.6.2.4.2 Préstamos

Los préstamos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Los préstamos se miden posteriormente a costo amortizado. Cualquier diferencia entre los ingresos (netos de los costos de transacción) y el monto de la cancelación se reconoce en el estado de resultados durante la vida de los préstamos, utilizando el método de interés efectivo.

Los préstamos se eliminan del estado de situación financiera cuando la obligación especificada en el contrato se da de alta, cancela o vence. La diferencia entre el valor en libros de un pasivo financiero que se ha extinguido o transferido a otra parte y la contraprestación pagada, incluidos los activos no transferidos o pasivos asumidos, se reconoce en el estado de resultados como otros ingresos o costos financieros.

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.

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.

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.

2.4.7 Ingresos por ventas y otros ingresos.

Ingreso por ventas

La Compañía participa en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas. Los ingresos por ventas se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente, por el monto de la contraprestación acordada.

Los criterios de reconocimiento de ingresos de las actividades principales de la Compañía incluyen ingresos para la exploración y explotación de petróleo y gas. Los ingresos por la venta de petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo se reconocen en el momento en que el control del activo se transfiere al cliente, generalmente al momento de la entrega del inventario. El plazo normal de crédito es de 30 a 45 días después de la entrega.

Los ingresos de la producción de petróleo y gas natural en los que la Compañía tiene un interés conjunto con otros productores se reconocen cuando se realizan las ventas a los clientes y los costos de producción serán provisionados o diferidos para reflejar diferencias entre los volúmenes tomados y vendidos a los clientes y la participación de la Compañía en los volúmenes totales de producción resultantes de la participación contractual de la Compañía en el consorcio.

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 de contrato por la contraprestación cedida, que es condicional.

Cuentas por cobrar comerciales

Una cuenta por cobrar representa el derecho de la Compañía a recibir una contraprestación que es incondicional; es decir, solo 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.

Otros Ingresos – Subsidios - Reconocimiento de compensación por inyección de gas excedente

Los subsidios se reconocen a su valor razonable cuando existen evidencias de que los mismos serán recibidos y la Compañía cumplirá con todas las condiciones adjuntas.

El reconocimiento de ingresos por la inyección de gas excedente se contabiliza de acuerdo con la NIC 20, ya que implica una compensación como resultado del aumento de la producción comprometida, y se expone en el estado de resultados dentro de la línea “Ingresos por Ventas”.

Los costos fiscales relacionados con el programa se exponen como canon extraordinario en “Otros gastos operativos”, en el estado de resultados.

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, que incluyen el stock de petróleo crudo, se expresan al menor entre el costo y el valor neto de realización.

El costo del petróleo crudo es el costo de perforación y producción; incluyendo la depreciación, agotamiento, amortización y gastos generales basados en la capacidad operativa normal, determinada sobre la base del promedio ponderado.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los costos directos estimados para realizar la venta.

La evaluación del valor recuperable de estos activos se realiza en cada fecha de reporte y la pérdida resultante se reconoce en el estado de resultados cuando los inventarios están sobrevaluados.

2.4.9 Efectivo y equivalentes de efectivo

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. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo 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 representan 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 actúa como depositario. Dichos recursos están depositados en una cuenta que devenga intereses y se clasifican como activos restringidos debido a que la Compañía solo puede 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 pueden ser liberados a la Compañía para (i) liquidar obligaciones tributarias; (ii) financiar el capital de trabajo por un monto que no exceda 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 14.1 proporciona más detalles sobre la capitalización de los ingresos de la Serie "A" obtenidos en la OPI.

2.4.11 Fondos propios

Los movimientos de capital se han contabilizado de acuerdo con las decisiones pertinentes de la Compañía y las normas legales o reglamentarias.

a. Capital emitido

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

b. Reserva legal

La Compañía, de acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas, debe asignar al menos el 5% de la ganancia neta del año para aumentar la reserva legal hasta que alcance el 20% del capital social a valor nominal. Esta reserva no es susceptible de distribución a los accionistas durante la existencia de la Compañía, excepto en forma de dividendos. Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía no ha creado esta reserva.

c. Otras reservas

Incluye las reservas para planes de beneficios definidos.

d. Resultados no asignados

Los resultados no asignados comprenden 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 no asignados 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 renta de acuerdo con la tasa aplicable, a excepción del capital social contribuido re-medido o si estas distribuciones provienen de la cuenta del beneficio fiscal neto ("CUFIN").

Para las subsidiarias argentinas, de acuerdo con la Ley N° 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 N° 27,430, publicada el 29 de diciembre de 2017 (Ver Nota 14), eliminó esta retención de impuestos sobre los dividendos para las nuevas ganancias generadas por los ejercicios 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.

e. Otros resultados integrales

Incluye ganancias y pérdidas actuariales para planes de beneficios definidos y el efecto fiscal relacionado.

2.4.12 Prestaciones para empleados

2.4.12.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por sueldos y salarios, que se liquidan en su totalidad dentro de los 12 meses posteriores al final del período, son reconocidos y se miden a los montos que se espera que se paguen cuando se liquidan los pasivos. Los mismos se exponen en la línea de “Sueldos y Salarios y seguridad social por pagar” en el estado consolidado de situación financiera.

Los costos relacionados con las ausencias compensadas, como las vacaciones, se reconocen a medida que se devengan. Los empleados en México renunciaron a su derecho de recibir el programa de reparto de beneficios de los empleados, de acuerdo con la Ley Federal del Trabajo.

2.4.12.2 Planes de beneficios definidos

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los períodos en que los empleados prestan los servicios que desencadenan 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 varios planes de beneficios definidos, los que 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, es el valor actual de la obligación por prestaciones definidas neta del valor razonable de los activos del plan, cuando corresponda. La obligación de beneficio definido se calcula anualmente por actuarios independientes utilizando el método de crédito unitario proyectado. 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 (pérdidas) integrales en el período en que surgen y los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado consolidado de resultados (pérdidas).

2.4.13 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.

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

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 cada 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 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, 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 por taponamiento y abandono de pozos.

La Compañía reconoce una provisión por 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 de se puede hacer.

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.

Los costos relacionados con la restauración de daños en el lugar (después del inicio de la producción comercial) que se crean continuamente durante la producción se provisionan a sus valores netos actuales y se reconocen en ganancias o pérdidas a medida que la producción continúa.

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 al estado de resultados.

Si el cambio en la estimación da como resultado un aumento en el pasivo por desmantelamiento 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 depósitos 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 consolidado y otros resultados integrales como un costo financiero.

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 del dinero a lo largo del tiempo es material, el valor reconocido es el valor actual del gasto futuro estimado.

2.4.15 Impuesto sobre la renta y mínima presunta de impuesto sobre la renta

2.4.15.1 Impuesto sobre la renta actual y diferido

Los gastos tributarios del período incluyen el impuesto corriente y el diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital contable. En este caso, el impuesto también se reconoce en otro resultado integral o directamente en el capital contable, respectivamente.

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 propuesto por la Compañía, los impuestos sobre la renta se reconocen de acuerdo con las declaraciones de impuestos sobre la renta de la Compañía. 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 intangible.

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.

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.

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

Las tasas de impuesto sobre la renta vigentes al 30 de septiembre de 2018 son del 30% en Argentina (ver Nota 24.1.1) y del 30% en México.

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 del año.

Este impuesto es complementario al impuesto sobre la renta en Argentina. Este impuesto solo será aplicable a la Compañía en el caso de que resulte mayor al pasivo por 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 puede generar en los siguientes diez años.

El 22 de julio de 2016, se publicó la Ley N° 27,260, que elimina el impuesto sobre la renta mínima presunta para los años que comienzan el 1 de enero de 2019 en Argentina.

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

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.

2.4.16.1 Compañía como arrendador

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, 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 alquileres 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 en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los alquileres 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 Pago 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.

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 consolidado de ganancias o pérdidas para un período representa el movimiento en el gasto acumulado reconocido al principio y al final de ese período.

Las condiciones de servicio y de desempeño no de mercado no se tienen en cuenta al determinar el valor justo de 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 de 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 dilusivo 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 7).

Nota 3. Juicios, estimaciones y supuestos significativos.

La preparación de los estados financieros requiere que la Administración 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 contables aplicadas 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 Estimaciones contables y juicios en la aplicación de políticas contables.

A continuación, se enumeran los juicios críticos, distintos de aquellas estimaciones mencionadas más adelante (ver la Nota 3.2), que la Administración de la Compañía ha efectuado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía, y las cuáles en el juicio de la Administración tienen, el impacto más significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados.

3.1.1 Reconocimiento de ingresos

En la industria de petróleo y gas, el valor razonable de la contraprestación por cobrar correspondiente a los ingresos por ventas de gas y petróleo se reconoce en función del volumen de gas entregado y el precio establecido por el Ministerio de Energía y Minería (de acuerdo con las resoluciones aplicables).

3.1.2 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 15, para lo cual la Administración formula sus estimaciones con la asistencia de asesores legales principalmente, basados en la información disponible en la fecha de los estados financieros, 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.

3.1.3 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 cuál considera estos costos) de dichos activos no excede su correspondiente valor de recuperación.

Los pasivos relacionados con los costos de remediación futuros se registran cuando, basado en las evaluaciones ambientales, es probable que dichos pasivos se materialicen, y los costos se pueden estimar de manera razonable. El reconocimiento real y el monto de estas provisiones generalmente se basan en los compromisos adquiridos por la Compañía para realizarlos, tales como un plan de remediación aprobado o la venta o disposición de un activo. La provisión se reconoce sobre la base de que compromiso de remediación futuro será requerido.

La Compañía mide los pasivos en función de su mejor estimación del valor actual de los costos futuros, utilizando la tecnología actualmente disponible y aplicando las leyes y regulaciones ambientales actuales, así como sus políticas ambientales internas vigentes.

3.1.4 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.

3.1.5 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 subsidiarias.

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.

3.1.6 Activos de exploración y evaluación.

La aplicación de la política contable de la Compañía para los gastos de exploración y evaluación requiere juicio para determinar si es probable que los beneficios económicos futuros se deban a la explotación o venta futura, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. La determinación de reservas y recursos es, en sí misma, un proceso de estimación que involucra diversos grados de incertidumbre según la forma en que se clasifican los recursos.

Estas estimaciones tienen un impacto directo cuando la Compañía difiere los gastos de exploración y evaluación. La política de diferimiento requiere que la administración realice ciertas estimaciones y suposiciones sobre eventos y circunstancias futuras, en particular, si se puede establecer una operación de extracción económicamente viable. Dichas estimaciones y suposiciones pueden cambiar a medida que se disponga de nueva información. Si, después de que se capitaliza el gasto, se dispone de información que sugiere que la recuperación del gasto es poco probable, el monto capitalizado relevante se amortiza en el estado consolidado de resultados y otros resultados integrales en el período en que la nueva información esté disponible.

3.1.7 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 de 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:

3.2.1 Impuesto a la renta corriente y diferido / Impuesto a la renta mínima presunta.

La Administración de la Compañía debe evaluar regularmente las posiciones fiscales informadas en las declaraciones de impuestos anuales, teniendo en cuenta aquellas las regulaciones fiscales aplicables, y en caso de ser necesario, reconocer las provisiones correspondientes por los montos que la Compañía deberá pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal final de estas partidas difiere de los montos inicialmente reconocidos, esas diferencias tendrán un efecto en el impuesto sobre las ganancias e impuesto diferido en el año fiscal cuando 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 Compañía considera que 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 Compañía toma en consideración la reversión programada de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de las ganancias gravables futuras y las estrategias de planificación tributaria.

Las suposiciones sobre la generación de ganancias imponibles futuras dependen de las estimaciones de la Compañía de los flujos de efectivo futuros. Estas estimaciones se basan en los flujos futuros previstos de las operaciones, que se ven afectadas por los volúmenes de producción y ventas; los precios del petróleo y el gas; las reservas; los costos operativos; los costos de 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 de la Compañía 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 la Compañía podrían limitar la capacidad de la Compañía para obtener deducciones fiscales en períodos futuros.

3.2.2 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 de los pozos a largo plazo y el tiempo restante hasta el abandono. Las contraprestaciones 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.

3.2.3 Reservas de petróleo y gas

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

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

La vida útil de cada activo de la Propiedad, Planta y Equipo se evalúa al menos una vez al año, 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 L de 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 1 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 Nota 8).

3.2.4 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 el modelo de "Black & Sholes".

Nota 4. Información por segmento

El Comité Ejecutivo de Administración (el "Comité") de la Compañía ha sido identificado como el Jefe Operativo de Toma de Decisiones, 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, debido al 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, gas líquido 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 solo tiene uno.

Para el período que comienza del 4 de abril de 2018 al 30 de septiembre de 2018, todos sus ingresos y operaciones se derivan de clientes externos argentinos, la depreciación de las propiedades de petróleo y gas, los gastos de operación y propiedades, planta y equipo están totalmente asociados con Argentina. Al 30 de septiembre de 2018 todos sus activos no corrientes se encuentran en Argentina.

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.

Nota 5. Ingresos

5.1 Información desglosada de ingresos

	Período del 1 de enero al 30 de septiembre 2018	Período del 22 de marzo al 30 de septiembre 2017	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2018	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2017
Tipo de productos				
Ingresos por ventas de petróleo crudo	177,169	-	91,840	-
Ingresos por ventas de gas natural	45,988	-	23,290	-
Ingresos por ventas de gas licuado de petróleo (GLP)	4,076	-	1,817	-
Total	227,233	-	116,947	-

5.2 Canales de Distribución

	Período del 1 de enero al 30 de septiembre 2018	Período del 22 de marzo al 30 de septiembre 2017	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2018	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2017
Refinerías de petróleo crudo	177,169	-	91,840	-
Industrias	46,446	-	22,938	-
Distribuidores de gas natural	3,618	-	2,169	-
Total	227,233	-	116,947	-

5.3 Obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño de la Compañía se relacionan con el negocio de exploración y producción. El negocio de exploración y producción realiza 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. Otros resultados operativos, netos

	Período del 1 de enero al 30 de septiembre 2018	Período del 22 de marzo al 30 de septiembre 2017	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2018	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2017
Servicios a terceros	2,879	-	2,592	-
Gastos de reestructuración	(10,682)	-	(4,531)	-
Costos de transacciones de la combinación de negocios	(2,380)	-	(255)	-
Provisión por remediación ambiental	(753)	-	(586)	-
Provisión por obsolescencia de inventarios	(507)	-	(605)	-
Provisión para contingencias	(3)	-	(6)	-
Otros	(1,157)	(705)	(1,350)	(705)
Total otros gastos operativos	(12,603)	(705)	(4,741)	(705)

Nota 7. Ganancias por acción

a) Básica

Las ganancias (pérdidas) básicas por acción se calcula 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.

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

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

A partir del 30 de septiembre de 2018, VISTA tiene acciones que pueden potencialmente diluirse y, por lo tanto, presenta su pérdida por acción, tanto básica como diluida. La pérdida básica por acción (LPS) se calcula dividiendo la pérdida neta por el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período. La pérdida por acción (LPS) diluida se calcula dividiendo la pérdida neta (después de ajustarla con el interés de las acciones preferentes convertibles) por el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período, más el número promedio ponderado de acciones ordinarias se emitiría tras la conversión de todas las acciones preferentes con potencial dilución en acciones ordinarias.

	Período del 1 de enero al 30 de septiembre 2018	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2018
Pérdida básica y diluida por acción:		
Pérdida neta	(72,230)	(27,887)
Promedio ponderado de acciones en circulación durante el periodo	51,959	51,959
Pérdida básica y diluida por acción	(1.39)	(0.54)

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

Nota 8. Propiedad, planta y equipo

	Terrenos y Edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad petrolera y minera - Propiedad Minera	PP&E	Obras en Curso	Materiales	Total
Costo							
Al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Adiciones de la combinación de negocios	2,203	30,831	360,561	369,639	9,199	6,777	779,210
Adiciones	-	81	-	3,476	49,586	3,008	56,151
Trasposos	-	650	163	17,044	(17,857)	-	-
Bajas	-	-	-	(9,573)	-	-	(9,573)
Al 30 de septiembre de 2018	2,203	31,562	360,724	380,586	40,928	9,785	825,788
Depreciación							
Al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación del periodo	(9)	(1,098)	(12,428)	(49,366)	-	-	(62,901)
Bajas	-	-	-	65	-	-	65
Al 30 de septiembre de 2018	(9)	(1,098)	(12,428)	(49,301)	-	-	(62,836)
Valor neto al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Valor neto al 30 de septiembre de 2018	2,194	30,464	348,296	331,285	40,928	9,785	762,952

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

Vida útil

Los costos de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo, así como los costos de equipos tangibles relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas, se han depreciado por campo sobre una base de unidad de producción al aplicar la relación de petróleo y gas producido para estimar las reservas probadas de petróleo y gas desarrolladas.

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.

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

Edificios	50 años
Equipos y maquinarias	10 años
Pozos	Unidad de producción
Vehículos	5 años
Muebles y accesorios y equipos informáticos.	10 años
Equipos de comunicación	3 años
Instalaciones	10 años

Nota 9. Impuesto sobre la renta e impuesto sobre la renta diferido

La Compañía calcula el gasto por impuesto sobre la renta del período utilizando la tasa de impuesto que sería aplicable a las ganancias anuales totales esperadas, el análisis de la Compañía del impuesto sobre la renta es el siguiente:

	Período del 1 de enero al 30 de septiembre 2018	Período del 22 de marzo al 30 de septiembre 2017	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2018	Período del 1 de julio al 30 de septiembre de 2017
Impuesto sobre la renta corriente	29,411	-	13,284	-
Impuesto sobre la renta diferido	30,206	-	14,915	-
Total impuesto sobre la renta	59,617	-	28,199	-

Al 30 de septiembre de 2018, existe un impacto negativo significativo en la tasa impositiva efectiva que surge de los pasivos por impuestos diferidos, principalmente como resultado de la devaluación del peso argentino frente al dólar de alrededor del 30% durante el último trimestre, ya que impacta base deducible futura de algunos activos no monetarios, principalmente propiedad planta y equipo, adicionalmente existe un impacto en los gastos no deducibles y la falta de reconocimiento de pérdidas fiscales operativas.

Nota 10. Cuentas por cobrar y otras cuentas

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
No corriente		
Subsidios gubernamentales	11,885	-
Otros	161	-
Otras cuentas por cobrar, netas	12,046	-

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

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
Corriente		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva	67,040	-
Cuentas por cobrar por otros ingresos	4,374	-
Subsidios gubernamentales	6,608	-
Gastos pagados por anticipado	1,811	-
Partes relacionadas (Nota 19)	1,148	-
Impuestos por recuperar	152	-
Otros	626	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas, netas	81,759	-

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. Ver nota 11 para obtener información sobre el valor razonable de la transacción y otras cuentas por cobrar.

El período de crédito promedio en ventas es de 45 días. No se cobran intereses sobre las cuentas por cobrar comerciales pendientes.

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.

Nota 11. Activos y pasivos financieros

11.1 Instrumentos financieros por Categoría:

La siguiente tabla presenta los instrumentos financieros por categoría:

Al 30 de septiembre de 2018	Activos / pasivos financieros a costo amortizado	Activos / pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Activos			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, netas	91,994	-	91,994
Efectivo y equivalente de efectivo	78,095	45,223	123,318
Total	170,089	45,223	215,312
Pasivos			
Cuentas por pagar	101,520	-	101,520
Títulos opcionales	-	17,913	17,913
Préstamos	298,903	-	298,903
Total	400,423	17,913	418,336

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

Al 31 de diciembre de 2017	Activos / pasivos financieros a costo amortizado	Activos / pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Activos			
Efectivo en cuenta custodia	-	652,566	652,566
Efectivo y equivalente de efectivo	-	2,666	2,666
Total	-	655,232	655,232
Pasivos			
Cuentas por pagar y otros pasivos	-	826	826
Acciones ordinarias redimibles Clase A, netas de los gastos de emisión	644,630	-	644,630
Total	644,630	826	645,456

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 30 de septiembre de 2018:

	Activos /pasivos financieros a costo amortizado	Activos /pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Ingresos por intereses	381	-	381
Gastos por intereses	(11,124)	-	(11,124)
Pérdida cambiaria	(12,625)	-	(12,625)
Resultado activos/pasivos financieros a valor razonable	-	(1,641)	(1,641)
Costo amortizado	(13,754)	-	(13,754)
Otros	(503)	-	(503)
Total	(37,625)	(1,641)	(39,266)

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017:

	Activos /pasivos financieros a costo amortizado	Activos /pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Pérdida cambiaria	-	(2)	(2)
Costo amortizado	(774)	-	(774)
Total	(774)	(2)	(776)

11.2. Préstamos.

El 19 de julio de 2018, la Compañía, a través de su filial argentina (Vista Oil & Gas Argentina, SA), suscribió un contrato de préstamo sindicado con el Banco de Galicia y Buenos Aires, SA, Itaú Unibanco SA, Banco Santander Río, SA y Citibank, NA por un monto de 300,000 garantizado por VISTA y sus subsidiarias; dicho préstamo originó costos de emisión de deuda por un monto de 5,915. 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% sobre una base anual, mientras que la cantidad restante de 150,000, intereses sobre una base anual a una tasa nominal anual LIBOR más un margen de 450 puntos básicos.

Las ganancias de este préstamo se utilizaron para pagar el préstamo puente de 260,000 garantizado por Vista suscrito el 4 de abril de 2018, derivado de la Combinación Inicial de Negocios (ver Nota 23).

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

Durante el plazo del préstamo sindicado, la Compañía tiene que cumplir con ciertas obligaciones de hacer y no hacer. El acuerdo de préstamo sindicado también incluye obligaciones de hacer y no hacer, afirmativas y negativas que consisten principalmente en niveles máximos de apalancamiento, como es habitual en el mercado. Al 30 de septiembre de 2018, no ha habido infracción a dichas obligaciones de hacer y no hacer afirmativas y negativas.

Detalles de los préstamos:

Tipo de Instrumento	Compañía	Moneda	Valor residual	Intereses	Tasa de Interés	Expiración	Valor en libros al 30 de septiembre de 2018
Préstamos:	Vista Oil & Gas Argentina, S.A.	US\$	300,000	LIBOR	8.27%	20 de julio de 2023	298,903

Los préstamos financieros se aproximan a su valor razonable, ya que están sujetos a una tasa variable.

Los vencimientos de los préstamos de la Compañía y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

30 de septiembre de 2018	
Interés fijo	
Uno a dos años	17,265
Dos a tres años	45,000
Tres a cuatro años	45,000
Cuatro a cinco años	45,000
Interés variable	
Uno a dos años	17,264
Dos a tres años	45,000
Tres a cuatro años	45,000
Cuatro a cinco años	45,000

Detalle de otros pasivos financieros:

El 15 de agosto de 2017, una vez completada la Oferta Pública Inicial, la Compañía vendió 65,000,000 acciones ordinarias de la Serie A y 65,000,000 de valores opcionales que se pueden ejercer para esas acciones comunes de la Serie A (las "Opciones sobre Acciones") que generaron entradas de efectivo brutas para la Compañía por 650,017. Tres títulos opcionales otorgan a los titulares el derecho a adquirir acciones ordinarias de la Serie A, por lo tanto, los valores opcionales tienen un efecto dilutivo.

De acuerdo con las resoluciones unánimes de la junta de accionistas con fecha del 28 de julio de 2017, se aprobaron ciertas reducciones de capital y, en consecuencia, las acciones comunes de la Serie A se podrían canjear en efectivo y cancelar. Por lo tanto, los recursos brutos obtenidos en la Oferta Pública Inicial se reconocieron como pasivos financieros, incluidos los intereses devengados que permanecen en la Cuenta de Deposito en Garantía menos los costos de la operación que son directamente atribuibles a la cuenta.

El 4 de abril de 2018, alrededor del 31.29% de los titulares de acciones comunes de la Serie A ejercieron sus derechos de reembolso (Nota 14).

11.2.1. Cambios en el pasivo por actividades de financiación.

Los movimientos en los préstamos son los siguientes:

	Por el período terminado el 30 de septiembre de 2018	Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017
Saldo al principio del período / ejercicio	642,080	-
Provenientes préstamos, netos del costo de emisión de deuda	543,203	-
Pago del préstamo	(260,000)	
Proveniente de la emisión de Acciones Comunes Serie A	-	650,017
Gastos de la Oferta Publica	-	(9,988)
Pago de redención de Acciones Comunes Serie A	(202,914)	-
Pasivo capitalizado relacionado con las acciones comunes de la Serie A (1)	(442,491)	-
Interés acumulado	12,319	-
Pago de los intereses de los préstamos	(7,790)	
Costo amortizado	14,496	2,051
Saldo al final del período / ejercicio	298,903	642,080

11.3. Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros

Esta Nota proporciona información sobre cómo la Compañía determina los valores razonables de varios activos financieros y pasivos financieros.

11.3.1 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).

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. 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.

La siguiente tabla muestra los activos y pasivos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2018 (al 31 de diciembre de 2017 todo los activos y pasivos financieros están incluidos en el nivel 1):

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

Al 30 de septiembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Letras del tesoro	17,795	-	-	17,795
Total activo	17,795	-	-	17,795

Al 30 de septiembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos del promotor	-	-	17,913	17,913
Total pasivo	-	-	17,913	17,913

El valor razonable de los Títulos opcionales 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 30 de septiembre de 2018:

	30 de septiembre de 2018
Volatilidad anualizada	12.11%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	7.87%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	3.16%
Vida útil esperada en años.	5 years
Valor razonable por Título	U.S.\$ 0.190

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 aumentaría la obligación en aproximadamente 1,202 al 30 de septiembre de 2018. Si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 1,156. Si la volatilidad aumentaría en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 949. Si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 949 al 30 de septiembre de 2018.

Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3:

	2018
Saldo del pasivo del título del promotor al inicio	14,840
Pérdida	3,073
Saldo al cierre	17,913

11.3.2. 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 directores 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.

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

Al 30 de septiembre de 2018	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos	298,903 ⁽¹⁾	295,156 ⁽¹⁾	1

(1) Neto de 5,626 correspondientes a costos de emisión.

Al 31 de diciembre de 2017	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Acciones ordinarias de Clase A redimibles	644,630	650,000	1

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

11.4.1 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.

11.4.1.1. Riesgos 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") principalmente. La Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados de la tasa de cambio en los períodos/ año presentados.

La Compañía cobra una parte de sus ingresos en ARS de acuerdo con los precios que están indexados al dólar estadounidense, principalmente ingresos derivados de la venta de gas y petróleo crudo.

Además, una porción de los pasivos de la Compañía (aproximadamente 13%) está denominada en ARS al 30 de septiembre de 2018.

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.

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 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, aproximadamente el 50% del endeudamiento estaban sujetos a tasas de interés variables, denominadas principalmente en tasa Libor más un margen aplicable. Al 30 de septiembre de 2018 la tasa de interés variable del 8.13%.

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

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. A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Compañía no está expuesta a un riesgo significativo de aumentos de tasa de interés variable ya que la mayoría de la deuda financiera está sujeta a tasa fija.

En el período/ año finalizado el 30 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2017, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

11.4.1.2 Riesgo de crédito

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 comerciales 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 comerciales.

Al 30 de septiembre de 2018, las cuentas por cobrar comerciales de la Compañía totalizaban 67,040, de las cuales el 100% 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 comerciales a partir de y en los ingresos por el período:

	30 de septiembre 2018
<hr/>	
Representa % del total de los ingresos	
Petróleo crudo	
Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.	40%
Trafigura S.A.	23%
Pampa Energía S.A.	17%
YPF S.A.	15%
Gas Natural	
Rafael Albanesi S.A.	25%
Compañía Inversora de Energía S.R.L	12%
San Atanasio Energía S.A.	12%
Camuzzi Energía S.A.	8%

Ningún otro cliente tiene un porcentaje significativo del monto total de estas cuentas por cobrar o ingresos.

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.

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

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.

11.4.1.3 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 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, manteniendo en todo momento un margen suficiente para las líneas de crédito no utilizadas. De esta manera, el objetivo es que la Compañía no infrinja los niveles de endeudamiento o los Convenios, 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 los convenios 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 de capital de trabajo son administrados por el Departamento del Tesoro de la Compañía, que los invierte en depósitos a plazo, fondos mutuos y valores negociables.

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 30 de septiembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017:

	<u>30 de septiembre 2018</u>	<u>31 de diciembre 2017</u>
Activos corrientes	208,781	2,666
Pasivos corrientes	81,740	286
Índice	2.55	9.32

Nota 12. Inventarios

	<u>30 de septiembre 2018</u>	<u>31 de diciembre 2017</u>
Inventario petróleo crudo	1,550	-
Materiales y repuestos	2,154	-
Total	3.704	-

Nota 13. Efectivo y equivalentes de efectivo

	<u>30 de septiembre 2018</u>	<u>31 de diciembre 2017</u>
Bancos	72,827	2,666
Fondos mutuales	32,696	-
Letras del tesoro	17,795	-
Total	123,318	2,666

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

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 30 de septiembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Caja, bancos e inversiones a corto plazo	123,318	2,666
Menos / más		
Efectivo restringido	-	652,566
Bonos del gobierno y letras del tesoro	(17,795)	-
Caja y equivalentes de efectivo	105,523	655,232

Nota 14 Capital social

14.1 Capital emitido y reservas

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 ordinarias de la Serie A redimibles por un monto de 650,017 menos los gastos de emisión de 9,988. Las acciones comunes canjeables de esta Serie A se podrán canjear de lo que suceda más tarde entre (i) 30 días después de la consumación de nuestras Combinaciones de Negocios Iniciales o (ii) 12 meses después del cierre de la OPI y expirarán 5 años después de la consumación de nuestra Combinación de Negocio Inicial o antes en caso de finalización anticipada de acuerdo con la Ley de Emisión.

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 ordinarias Serie A como resultado de una posible Combinación Inicial de Negocios revelada en la Nota 23. El 4 de abril de 2018 un monto de 9,500,000 acciones ordinarias Serie A se pagaron en su totalidad y se suscribieron por un monto de 95,000 a través de Inversión Privada en Capital Público ("IPCP"), con un costo de emisión de acciones de 4,074.

El 4 de abril de 2018, aproximadamente el 31,29% de los titulares de las acciones ordinarias reembolsables de la Serie A ejercieron sus derechos de reembolso; como resultado, se redimieron 20,341,000 acciones por un monto de 204,590, los recursos provinieron del efectivo en la cuenta custodia. Los titulares de las acciones comunes rescatables Serie A restantes reconocidas como pasivo financiero aprobaron la Combinación Inicial de Negocios (Nota 23) y, como resultado, se capitalizó una cantidad de 442,491 netos de los gastos de la oferta pagados por una cantidad de 19,500,000, en esa fecha, la capitalización de 442,491 no generó flujo de efectivo, mientras que el pago de los gastos de la oferta se pagó utilizando los ingresos mantenidos en la cuenta custodia.

Al 30 de septiembre de 2018, el capital social variable de la Compañía consistía en 70,409,000 acciones ordinarias Serie A con un valor nominal de 10 cada una y cada una otorgando el derecho a un voto, emitido y pagado en su totalidad. El capital social variable incluye 16,250,000 de acciones comunes de la Serie B con un valor nominal de 10 que se convirtieron en acciones de la Serie A después de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios Inicial, dicha conversión no generó flujo de efectivo. El capital variable no tiene límite.

Al 30 de septiembre de 2018, el capital común autorizado de la Compañía incluye 44,659,000 acciones de acciones comunes de la Serie A emitidas como parte de la Oferta Pública Inicial en México y capitalizadas como capital emitido el 4 de abril de 2018.

El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el capital de la Compañía desde el 1 de enero de 2018 hasta el 30 de septiembre de 2018:

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

	Series A Público Inversionista	Series A Colocación Privada	Series B	Series C
Saldo al 1 de enero de 2018	-	-	25	-
Número de acciones comunes	-	-	16,250,000	2
Valor neto de acciones redimidas y gastos de emisión al 4 de abril de 2018	627,581	90,926	-	-
Número de acciones comunes	65,000,000	9,500,000	-	-
Valor neto de acciones redimidas y gastos de emisión al 4 de abril de 2018	(204,590)	-	-	-
Número de acciones comunes	(20,341,000)	-	-	-
Valor neto de acciones Clase B convertidas en acciones Clase A al 4 de abril de 2018	25	-	(25)	-
Número de acciones comunes	16,250,000	-	(16,250,000)	-
Saldo al 30 de septiembre de 2018	423,016	90,926	-	-
Número de acciones comunes	60,909,000	9,500,000	-	2

El resultado neto de la Compañía está sujeto al requisito legal de que el 5% del mismo se transfiera a una reserva legal hasta que dicha reserva equivalga al 20% del capital social a valor nominal. Esta reserva no puede ser distribuida a los accionistas durante la existencia de la Compañía. Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía no ha creado dicha reserva.

Las utilidades retenidas y otras reservas distribuidas como dividendos, así como los efectos derivados de las reducciones de capital, están sujetas al impuesto sobre la renta a la tasa vigente a la fecha de la distribución, excepto por las aportaciones y distribuciones revisadas por los accionistas, realizadas a partir de la utilidad imponible neta consolidada, denominada "Cuenta de Utilidad Fiscal Neta" ("CUFIN"). La Compañía no podrá decretar dividendos hasta que las ganancias futuras absorban las pérdidas retenidas.

Esquemas de opciones de acciones

La Compañía tiene un esquema de suscribir opciones sobre acciones, las cuales se han concedido a algunos altos ejecutivos y a algunos otros empleados de la Compañía. La reserva de pagos basados en acciones se utiliza para reconocer el valor de los pagos basados en acciones liquidados mediante capital social proporcionados a los empleados, incluido el personal clave de la administración, como parte de su compensación.

Acciones cotizadas en bolsa

Las acciones de la Compañía se cotizan en el Mercado Bursátil Mexicano, la cotización de las acciones en el mercado Bursátil Mexicano forma parte del plan estratégico de la Compañía para aumentar su liquidez y el volumen de sus acciones.

15. 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 total (incluido el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y los equivalentes de efectivo y los activos financieros corrientes a valor razonable a través de ganancias o pérdidas. 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.

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

La Compañía administra su estructura de capital y realiza ajustes ante los cambios en las condiciones económicas y los requisitos de las obligaciones de hacer y no hacer financieras. 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.

El índice de apalancamiento financiero al 30 de septiembre de 2018 fue el siguiente:

	30 de septiembre de 2018
Total préstamos	298,903
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo, y activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	123,318
Deuda neta	175,585
Capital total atribuible a los propietarios	440,906
Índice de apalancamiento	0.40

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante el período / año finalizado el 30 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2017.

15.1 Provisión para 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 las propiedades productoras 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 utilizada en el cálculo de la provisión al 30 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2017 fue de al 10.23 % y 4.64% respectivamente.

15.2. 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.

A partir del 30 de septiembre de 2018, la Compañía está involucrada en varias reclamaciones y acciones legales que surgen en el curso ordinario de los negocios. Del total de las reclamaciones y acciones legales, la administración ha estimado una pérdida probable de 115. Estos montos se han acumulado en los estados consolidados de situación financiera dentro de "Provisiones para contingencias". Esta cantidad se mantuvo sin cambios en la fecha del informe.

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

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
<u>No corrientes</u>		
Remediación ambiental	1,979	-
Obligación de retiro de activos	17,291	-
Otras provisiones	1,369	-
Total provisiones no corrientes	20,639	-

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
<u>Corrientes</u>		
Remediación ambiental	1,275	-
Obligación de retiro de activos	470	-
Provisión para contingencias	115	-
Otras provisiones	1,412	-
Total provisiones corrientes	3,272	-

Movimientos en el periodo de la provisión para contingencias:

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
Al inicio del período	-	-
Aumento por combinación de negocios	202	-
Disminución	(87)	-
Al cierre del período	115	-

Movimientos en el periodo de la provisión de taponamiento y abandono:

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
Saldo al inicio del período	-	-
Aumento por combinación de negocios	26,788	-
Incrementos	43	-
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos	503	-
Disposiciones	(9,573)	-
Saldo al final del período	17,761	-

Movimientos en el periodo de la provisión de remediación ambiental:

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
Saldo al inicio del período	-	-
Aumento por combinación de negocios	5,046	-
Disminuciones	(2,545)	-
Incrementos (Nota 6)	753	-
Saldo al final del período	3,254	-

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

Nota 16. Salarios y contribuciones sociales

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
<u>Corriente</u>		
Salarios y contribuciones sociales	732	-
Beneficios de Corto Plazo	1,544	-
Provisión para gratificaciones y bonos	2,834	-
Total corriente	5,110	-

Nota 17. Impuestos y regalías por pagar

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
<u>Corriente</u>		
Impuesto al Valor Agregado	2,049	9
Regalías	5,335	-
Otros	687	-
Total corriente	8,071	9

Nota 18. Cuentas por pagar

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
<u>Corriente</u>		
Proveedores	43,660	-
Provisiones	-	276
Deudas comerciales	43,660	276

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar actuales, su importe en libros se considera igual a su valor razonable.

Nota 19. Transacciones y saldos de partes relacionadas

Saldos con partes relacionadas:

	30 de septiembre de 2018	31 de diciembre de 2017
Otras cuentas por cobrar		
Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	111	-
Coirón Amargo Norte U.T.E.	999	-
Madalena Energy Argentina S.R.L.	38	-
Total	1,148	-

Contrato de compra

En agosto de 2017, la Compañía firmó un acuerdo de compra a plazo ("ACP"), en virtud del cual Riverstone Vista Capital Partners, LP ("RVCP") acordó comprar un total de hasta 5,000 acciones del capital ordinario de la Serie A de la compañía, más un total de hasta 5,000 títulos opcionales ("Título de Compra Opcional a Plazo"), por un precio de compra total de hasta 50,000 o 10 dólares estadounidenses por unidad (en conjunto, las "Unidades de la Compra a Plazo") a cambio de un pago anticipado de RCVP como contraprestación por la celebración del ACP. Cada uno de los Grados Opcionales de la Compra a Plazo tiene los mismos términos que cada uno de los Títulos Opcionales de Colocación Privada.

Nota 20. Compromiso y contingencias.

20.1 Otras obligaciones contractuales

El 22 de mayo de 2018 a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II, S.A. de C.V. firmó un acuerdo de asociación con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I. de C.V. ("Jaguar"), una compañía mexicana establecida en 2014 por la Topaz Company, en relación con las siguientes áreas. El 16 de octubre de 2018, la Compañía obtuvo la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, Vista, para adquirir una participación del 50% en tres activos ("Jaguar Áreas"), en la cual Jaguar ingresó como titular de la licencia por una suma de 27,495 más 10,000 de inversiones no reembolsables y otros pagos contingentes. Vista operaría dos áreas y Jaguar operaría la tercera.

20.2 Acuerdo de productores y refinadores

En enero de 2003, el poder ejecutivo argentino exigió a los productores y refinadores de petróleo firmar un acuerdo para establecer el precio del West Texas Intermediate (WTI), que se utiliza como base para determinar los precios de venta de petróleo de PELS A en 28,50 por barril hasta el 30 de abril de 2004, fecha en que finalizó el acuerdo. Dependiendo de las disposiciones del acuerdo, las diferencias que se generaron entre el precio del WTI y el límite de referencia de 28.50 se cancelarían en el momento en que el WTI estuviera por debajo de los US 28.50 y PELS A continuara cobrando 28.50, por el tiempo necesario para la cancelación de la misma.

Las diferencias acumuladas representan, al 30 de septiembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, un activo contingente para PELS A de aproximadamente 11,508, que solo se refinarán como ingresos y se registrarán cuando su cobro se vuelva prácticamente seguro.

Nota 21. Arrendamientos

Arrendamiento Operativos

a. Como arrendatario

La Compañía ha celebrado arrendamientos operativos para edificios, y diversos artículos de planta y maquinaria. Estos arrendamientos tienen una vida media de 3 a 5 años en el caso de acuerdos de renta de edificios y de 2 a 3 años por la renta de diversos artículos de planta y maquinaria. En el caso de los arrendamientos de edificios se tiene una opción de renovación del plazo de arrendamiento, en donde la Compañía puede extender el plazo del arrendamiento a precios de mercado al momento de la renovación. No hay restricciones impuestas a la Compañía como resultado de la celebración de estos arrendamientos. Las características que tienen en común estas asignaciones de uso son los pagos (cuotas) se establecen como montos fijos; no hay ni cláusulas de opción de compra ni cláusulas de término de renovación excepto para los casos de arrendamiento de maquinaria que tiene una cláusula de renovación automática para el término de la misma; 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 operativos de asignación de uso tienen plazos cancelables y períodos de asignación de 2 a 3 años. Nuestros términos y condiciones generales prevén la posibilidad de una terminación anticipada.

Al 30 de septiembre de 2018, los pagos mínimos futuros con respecto a los arrendamientos operativos no cancelables de uso son los siguientes:

	30 de septiembre de 2018
2018	186
2019	745
2020	745
2021	720
2022	701
2023	344
Total de futuros pagos mínimos de arrendamiento	3,441

Nota 22. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

22.1 Consideraciones Generales

La Compañía es responsable solidariamente con los demás participantes por cumplir con las obligaciones contractuales en virtud de estos acuerdos.

Las áreas de producción en Argentina se operan en virtud de acuerdos de concesión de producción con disponibilidad de hidrocarburos libres.

De acuerdo con la Ley No. 17.319, en Argentina se pagan regalías equivalentes al 12% del precio del pozo de petróleo crudo y gas natural. El precio del pozo se calcula deduciendo los gastos de flete y otros gastos relacionados con las ventas de los precios de venta obtenidos de transacciones con terceros.

En el caso de una ampliación del plazo de la concesión, esta tasa puede aumentar hasta 3% al momento de la primera extensión. La tasa de regalías de la primera extensión será del 15%. Para las ampliaciones de plazo subsiguientes las regalías se verán incrementados en un máximo del 18%.

Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía no ha iniciado sus operaciones en México.

22.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 30 de septiembre 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	Interés de trabajo		Operador	Duración hasta el año
		Directo	Indirecto		
<u>Producción argentina</u>					
25 de Mayo - Medanita S.E.	Río Negro	-	100%	VISTA	2026
Jagüel de los Machos	Río Negro	-	100%	VISTA	2025
Bajada del Palo	Neuquén	-	100%	VISTA	2025
Entre Lomas	Río Negro y Neuquén	-	100%	VISTA	2026
Agua Amarga	Río Negro	-	100%	VISTA	2034/2040
Coirón Amargo Sur Oeste	Neuquén	-	45%	SHELL	2053
Coirón Amargo Norte	Neuquén	-	55%	VISTA	2036
Acambuco	Salta	-	1.5%	Pan Energy	2034/2040
Sur Río Deseado Este I	Santa Cruz	-	16.94%	American Energy	2021
Sur Río Deseado Este II	Santa Cruz	-	44%	Pentanova Energy	2021
				Quintana	2021

La información financiera resumida con respecto a las operaciones conjuntas materiales de la Compañía se detalla a continuación. La información financiera resumida a continuación representa los montos preparados de acuerdo con las NIIF ajustadas por la Compañía para propósitos contables

30 de septiembre de 2018	
Activos	
Activos no corrientes	375,162
Activos corrientes	4,701
Pasivos	
Pasivos no corrientes	17,900
Pasivos corrientes	40,917

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

30 de septiembre de
2018

Costo de ventas	(147,025)
Gastos comerciales	(941)
Gastos generales y administración	(4,004)
Gastos de explotación	(550)
Otros gastos operativos	(4,533)
Resultados financieros, netos	7,871
Costos y gastos totales del período	(149,182)

22.3 Compromiso de inversión

Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía estaba comprometida a perforar y completar (a) en la Provincia de Río Negro, 22 pozos de desarrollo, 5 pozos de salida y 2 pozos de exploración, en el 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los bloques Machos, (b) en la Provincia de Río Negro, 12 pozos de desarrollo, 2 pozos de salida y 1 pozo de exploración, en el bloque Entre Lomas, y (c) en la Provincia de Neuquén, 3 pozos horizontales para un total de 35.0 millones de dólares estadounidenses (16.6 millones de dólares estadounidenses a la participación activa de la Compañía) en el bloque Coirón Amargo Sur Oeste, en todos los casos durante el período de 2018 a 2020. Además, la Compañía se comprometió a realizar (d) 19 reacondicionamientos de pozos y abandone 22 pozos, en 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos, y (e) 18 reparaciones de pozos y abandone 3 pozos, en el bloque Entre Lomas, en todos los casos durante el período de 2018 a 2020. Dicha inversión se relaciona con el 100% de la participación que la Compañía tenía en Entre Lomas UTE, participación laboral del 100% en el bloque 25 de Mayo - Medanito S.E, participación del 100% en el bloque Jagüel de los Machos y 50% de las inversiones de capital en el bloque Coirón Amargo Sur Oeste.

Note 23. 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.

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

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A. ("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).

23.1.1 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 incurrieran, 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.

23.1.2 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 PELS A al 4 de abril de 2018:

	Notas	Total
Activos		
Propiedad, planta y equipos	[A]	312,728
Otros activos intangibles		494
Cuentas por cobrar y otras cuentas	[B]	27,857
Otros activos financieros		19,712
Inventario		3,952
Efectivo y equivalentes de efectivo		10,216
Total activos adquiridos		374,959
Pasivos		
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido		56,396
Provisiones	[C]	11,085
Planes de beneficios definidos		2,856
Salarios y contribuciones sociales		1,178
Impuesto a la utilidad a pagar		2,914
Otros impuestos y regalías a pagar		3,394
Cuentas por pagar y otras cuentas		10,240
Total pasivos asumidos		88,063
Activos netos adquiridos		286,896
Crédito mercantil		11,999
Interés minoritario		(1,307)
Total consideración (Nota 23.1.1)		297,588

[A] Propiedad, planta y equipo:

- Propiedad de petróleo y gas: La Compañía ha valuado su participación en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de las reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos, ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de 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 de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto y una metodología de valoración para

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

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.

23.1.3 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 23.3).

23.1.4 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 (*)	<u><u>287,372</u></u>

23.1.5 Efecto de las adquisiciones en los resultados de la Compañía

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

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

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

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

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A. ("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

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

- 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).

23.2.1 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 incurrieron, 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.

23.2.2 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 23.2.1)		85,435

[A] Propiedad, planta y equipos

- Propiedad de petróleo y gas: La Compañía ha valuado sus intereses en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos el cual fue ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de 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 de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto. El período de proyección se determinó sobre la base de la terminación de los respectivos contratos de concesión. Para cada tipo de reserva o recurso, la 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

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

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.

23.2.3 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>

23.2.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados de la Compañía

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

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

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

23.3 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 PELS A; b) 95% del capital social de APCO que posee el 1.58% de participación directa en el capital de PELS A; 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 PELS A; (2) Participación no operada del 45% en una propiedad de petróleo y gas en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Neuquén, Argentina, que se denomina "Coirón Amargo Sur Oeste"; (3) una participación operada del 55% en una concesión de explotación en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Neuquén, Argentina, que se denomina "Coirón Amargo Norte"; (4) Participación no operada del 1.5% en una concesión de explotación en la Cuenca Noroeste en la Provincia de Salta, Argentina, que se denomina "Acambuco"; (5) Participación no operada de 16.95% en una concesión de explotación en la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, que se denomina "Sur Río Deseado Este I"; y (6) una participación no operada del 44% en un acuerdo de exploración de una porción de Sur Río Deseado Este.

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

23.3.1 Consideración transferida

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

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

En relación con esta transacción, como se describe en la Nota 19, la Compañía obtuvo un préstamo bancario por un monto de 260,000 neto de los costos de transacción de 11,904.

23.3.2 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 23.3.1)		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 de petróleo y gas: La Compañía ha valuado sus participaciones en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de 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 de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto y una metodología de valuación para transacciones comparables utilizando el dólar / acre múltiple. El período de proyección se determinó sobre la base de la terminación de los respectivos contratos de concesión. Para cada tipo de reserva o recurso, la 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.

23.3.3 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>

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

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

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

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

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

23.4 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 23.1, 23.2 y 23.3) 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 24. Reforma fiscal en Argentina

El 29 de diciembre de 2017, el Poder Ejecutivo Nacional aprobó la Ley Núm. 27430 - Impuesto Sobre la Renta. Esta Ley introdujo varias modificaciones en el tratamiento del impuesto sobre la renta, cuyos componentes clave se describen a continuación:

24.1 Impuesto sobre la renta

24.1.1. 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 ejercicios fiscales que comienzan desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los ejercicios que comienzan desde el 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, del “Cambio en la tasa del impuesto sobre la renta” en Impuesto sobre la renta del Estado de Resultados Consolidado.

24.1.2. Impuesto sobre dividendos

El impuesto a los dividendos o ganancias distribuidos por, entre otros, empresas o establecimientos permanentes argentinos a individuos, propiedades no divididas o beneficiarios que residen en el extranjero se distribuyen en base a las siguientes consideraciones: (i) dividendos resultantes de las ganancias acumuladas durante los años fiscales que comienzan el 1 de enero, 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, estará sujeto a una retención del 7%; y (ii) los dividendos resultantes de las ganancias acumuladas durante los ejercicios 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.

24.1.3. 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.

24.1.4. 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 raíces 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.

La compañía está analizando el impacto de la opción mencionada anteriormente.

24.1.5. 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 ejercicios 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 ejercicios fiscales a partir del 1 de enero de 2018 aumentará la depreciación deducible y su costo computable en caso de venta.

24.2 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 equipo que, después de 6 meses a partir de su evaluación, no han sido absorbidos por débitos fiscales generados por la actividad.

24.3. 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.

25. Eventos subsecuentes

El 25 de octubre de 2018, la Compañía anunció que la Provincia de Neuquén mediante Decreto de fecha 25 de septiembre de 2018 aprobó la adenda al Contrato de Unión Transitoria sobre el bloque Coirón Amargo Sur Oeste (“CASO”), la cual refleja la cesión por parte de la Compañía, a través de su subsidiaria Apco Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina, en favor de O&G Developments Ltd. S.A. (“O&G”), una subsidiaria en su totalidad de Royal Dutch Shell plc. (“Shell”), de su 35% de participación en dicho Contrato de Unión Transitoria, acordada en el Acuerdo de Cesión Cruzada de Derechos de fecha 22 de agosto de 2018 (el “Acuerdo”).

A la fecha, se encuentra pendiente el dictado del Decreto por parte de la Provincia de Neuquén que apruebe la adenda al Contrato de Unión Transitoria sobre el bloque Águila Mora (“AM”), la cual refleja la cesión por parte de Shell, a través de su subsidiaria O&G, en favor de la Compañía, a través de su subsidiaria Apco Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina, de su 90% de participación en dicho Contrato de Unión Transitoria, acordada en el Acuerdo. Una vez emitido dicho Decreto, las cesiones cruzadas de derechos bajo el Acuerdo quedarán perfeccionadas entre las partes.

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

Con dicho Acuerdo, VISTA intercambia entonces un 35% de su participación no operada en CASO, por el 90% de participación operada de Shell en AM más una contribución de 10,000, a ser pagada por Shell en favor de la Compañía, para la mejora de una infraestructura existente de captación de agua en el bloque Cruz de Lorena, operado por Shell, que proveerá agua a la operación de la Compañía. Por lo tanto, VISTA retiene 10% de participación en CASO; Shell tendrá 80% y Gas y Petróleo de Neuquén (“GyP”) mantiene el 10%. En AM VISTA adquiere 90% de participación, incrementando su acreage neto total en Vaca Muerta en aproximadamente 15 acres.