PETROLEOS ANDINOS S.A.
ANDIPETROLEOS

ESTADOS FINANCIEROS

31 DE DICIEMBRE DEL 2019

INDICE

Informe de los auditores independientes

Estado de situación financiera

Estado de resultados integrales

Estado de cambios en el patrimonio

Estado de flujos de efectivo

Notas explicativas a los estados financieros

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los accionistas

Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos

Quito, 26 de junio del 2020

Opinión calificada

Hemos auditado los estados financieros que se acompañan de Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos (en adelante la "Compañía"), que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2019 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, así como las notas explicativas a los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, excepto por los efectos y posibles efectos descritos en la sección "*Fundamentos de la opinión calificada*", los estados financieros antes referidos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales la situación financiera de Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos al 31 de diciembre del 2019, el desempeño de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamentos de la opinión calificada

Como se explica en la Nota 13 a los estados financieros, la Compañía decidió precancelar, en abril del 2020, el monto de US$ 715,684 referente a inversiones temporales con vencimiento en 2021 y, por lo tanto, ha reclasificado el referido monto como activo corriente, al 31 de diciembre de 2019. Considerando que la decisión de cancelar anticipadamente la inversión financiera se trata de un evento subsecuente que no requiere ajuste a los estados financieros, sino sólo su revelación, el activo corriente y activo no corriente, al 31 de diciembre de 2019, están presentados, respectivamente, a mayor y a menor por el referido monto.

Como se explica en la Nota 15 a los estados financieros, la Compañía decidió precancelar, en abril del 2020, el monto de US$ 654,720 referente a obligaciones financieras con vencimiento en 2021 y, por lo tanto, ha reclasificado el referido monto como pasivo corriente, al 31 de diciembre de 2019. Considerando que la decisión de cancelar anticipadamente la obligación financiera se trata de un evento subsecuente que no requiere ajuste a los estados financieros, sino sólo su revelación, el pasivo corriente y el pasivo largo plazo al 31 de diciembre de 2019, están presentados, respectivamente, a mayor y a menor por el referido monto.

PricewaterhouseCoopers del Ecuador Cía. Ltda., Avenida 6 de Diciembre y Boussingault, Edificio T6, Piso 14.
Quito - Ecuador
T: (593-2) 3829 330

Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos
Quito, 26 de junio del 2020

Como se explica en la Nota 20 a los estados financieros, la Compañía mantiene registrado el monto de US$409,413 como Impuesto a la renta diferido activo sobre diferencias temporarias. Considerando los aspectos mencionados en la sección "Incertidumbre relevante relacionada con la continuidad operacional", el reconocimiento de impuesto a la renta diferido activo no es apropiado. En consecuencia, el patrimonio al 31 de diciembre de 2019 y la pérdida neta del ejercicio terminado en esa fecha están presentados, respectivamente, a mayor y a menor, por el monto de US$ 409,413.

Como se explica en las Notas 1.2 y 1.3 a los estados financieros, la Administración hace énfasis en el precio internacional de petróleo WTI y los impactos que han generado en la rentabilidad y la viabilidad futura de las operaciones de la Compañía, como las acciones que han sido evaluadas para revertir tal situación. Considerando el actual escenario y las condiciones mencionadas en las Notas 1.2 y 1.3, la Administración considera que las informaciones actualmente disponibles no son suficientes y confiables para concluir sobre la existencia de perdida por deterioro sobre las inversiones de exploración y producción al 31 de diciembre de 2019, cuyo saldo asciende a US$3,492,405 (Nota 12). En consecuencia, no fue posible, en las circunstancias, concluir sobre la existencia de eventual perdida por deterioro que debiese ser registrada al 31 de diciembre de 2019.

Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *"Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros"*.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión calificada de auditoría.

Incertidumbre relevante relacionada con la continuidad operacional

Llamamos la atención para la Nota 1.2 a los estados financieros, en la cual, la Administración de la Compañía hace énfasis en el precio internacional de petróleo y el impacto en la rentabilidad y la viabilidad futura de sus operaciones, como consecuencia de la pandemia del COVID-19. Esta situación, entre otras, indica la existencia de incertidumbre relevante que puede generar duda significativa sobre su continuidad operacional. Nuestra opinión no está calificada por este asunto.

Independencia

Somos independientes de Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos de conformidad con el Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores y hemos cumplido con nuestras responsabilidades éticas de acuerdo con estos requisitos.

Otra información

La Administración es responsable por la preparación de otra información, que comprende el Informe del Gerente General, obtenido antes de la fecha de nuestro informe de auditoría.

Nuestra opinión sobre los estados financieros de la Compañía no incluye dicha información y no expresamos ninguna forma de aseguramiento o conclusión sobre la misma.

Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos
Quito, 26 de junio del 2020

En conexión con la auditoría de los estados financieros, nuestra responsabilidad es leer el Informe del Gerente General y, al hacerlo, considerar si esta información contiene inconsistencias materiales en relación con los estados financieros separados o con nuestro conocimiento obtenido durante la auditoría, o si por el contrario se encuentra distorsionada de forma material.

Si, basados en el trabajo que hemos efectuado sobre esta información, obtenida antes de la fecha de nuestro informe de auditoría, concluimos que existen inconsistencias materiales de esta información, nosotros debemos reportar este hecho. Nosotros hemos concluido que la otra información está afectada por los asuntos descritos en la sección "*Fundamentos de la opinión calificada*".

Responsabilidad de la Administración de la Compañía por los estados financieros

La Administración de Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros adjuntos de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y del control interno necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de distorsiones significativas, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros, la Administración es responsable de evaluar la capacidad de la Compañía de continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con empresa en marcha y utilizando el principio contable de empresa en marcha, a menos que la Administración tenga la intención de liquidar la sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa más realista para evitar el cierre de sus operaciones.

Los encargados de la Administración de la entidad son los responsables de la supervisión del proceso de elaboración de la información financiera de la Compañía.

Responsabilidad del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Los objetivos de nuestra auditoría son obtener una seguridad razonable de si los estados financieros en su conjunto están libres de errores materiales, ya sea por fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría siempre detecte un error material cuando existe. Los errores materiales pueden surgir de fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o en su conjunto podrían razonablemente influir en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría efectuada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También como parte de nuestra auditoría:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de error material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar un error material debido a un fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión,

falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la vulneración del control interno.

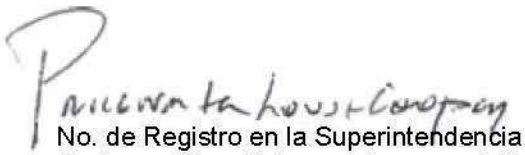
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficiencia del control interno de la Compañía.

- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son apropiadas y que las estimaciones contables sean razonables, así como las respectivas divulgaciones efectuadas por la Administración.

- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por parte de la Administración, del principio contable de empresa en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como empresa en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión calificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoria obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden llevar a que la Compañía no continúe como una empresa en funcionamiento.

- Evaluamos la correspondiente presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran su presentación razonable.

Comunicamos a los responsables de la Administración de la Compañía en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de las auditorías planificadas y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.



No. de Registro en la Superintendencia
de Compañías, Valores y Seguros: 011

Celso Luiz Malimpensa
Apoderado General
No. de Licencia Profesional: 17-4649

PETROLEOS ANDINOS S.A. ANDIPETROLEOS

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2019
(Expresado en dólares estadounidenses)

Activo	Nota	2019	2018
Activo corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	8	152,020	562,713
Inversiones medidas al costo amortizado	13	715,684	-
Clientes y otras cuentas por cobrar	9	351,687	355,298
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	17	486	1,226,164
Anticipos a proveedores y otros		36,356	39,147
Impuestos por recuperar	10	1,294,269	861,749
Inventarios	11	786,030	768,286
Total activos corrientes		3,336,532	3,813,357
Activos no corrientes			
Inversiones medidas al costo amortizado	13	-	674,474
Propiedad, planta y equipo	12	3,577,278	4,051,113
Impuesto a la renta diferido	20	409,413	87,833
Total activos no corrientes		3,986,691	4,813,420
Total activos		7,323,223	8,626,777

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Nelson Vargas S.	Grisela Gómez	Paola Rodríguez
Gerente General	Gerente Financiera	Contadora

PETROLEOS ANDINOS S.A. ANDIPETROLEOS

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2019
(Expresado en dólares estadounidenses)

Pasivo y patrimonio	Nota	2019	2018
Pasivos corrientes			
Obligaciones financieras	15	654,720	162,209
Proveedores y otras cuentas por pagar	16	388,316	345,493
Cuentas por pagar a partes relacionadas	17	3,606,389	1,101,906
Beneficios empleados	18	98,779	114,943
Impuestos por pagar	18	34,393	44,022
Total pasivos corrientes		4,782,597	1,768,573
Pasivos no corrientes			
Obligaciones financieras	15	-	652,267
Obligaciones por beneficios definidos	18	733,330	830,868
Obligación por retiro de bienes	19	111,377	123,388
Total pasivos no corrientes		844,707	1,606,523
Total pasivos		5,627,304	3,375,096
PATRIMOINO			
Capital social	21	500,000	500,000
Reserva legal	22	250,000	250,000
Resultados acumulados	23	945,919	4,501,681
Total patrimonio		1,695,919	5,251,681
Total pasivo y patrimonio		7,323,223	8,626,777

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Nelson Vargas S.
Gerente General

Grisela Gómez
Gerente Financiera

Paola Rodríguez
Contadora

PETROLEOS ANDINOS S.A. ANDIPETROLEOS

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2019
(Expresado en dólares estadounidenses)

	Nota	2019	2018
Ingresos por la prestación de servicios	6	2,557,806	3,134,026
Costos de operación	7	(3,279,419)	(1,965,220)
Utilidad bruta		(721,613)	1,168,806
Gastos generales y administrativos	7	(536,443)	(480,481)
Pérdida / (Utilidad) operacional		(1,258,056)	688,325
Gastos financieros		(96,945)	(63,740)
Ingresos financieros		44,151	55,140
Otros ingresos		15,132	4,015
Utilidad antes de Impuesto a la renta		(1,295,718)	683,740
Impuesto a la renta	20	321,580	(341,062)
Pérdida / (Utilidad) neta del año		(974,138)	342,678
Otros resultados integrales			
Ganancias por cambios en premisas actuariales	18	18,994	76,070
Pérdida / (Utilidad) neta y resultado integral del año		(955,144)	418,748

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Nelson Vargas S.	Grisela Gómez	Paola Rodríguez
Gerente General	Gerente Financiera	Contadora

PETROLEOS ANDINOS S.A. ANDIPETROLEOS

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2019
(Expresado en dólares estadounidenses)

			Resultados acumulados			
	Capital social	Reserva Legal	Reserva de capital	Por aplicación inicial NIIF	Utilidades de libre distribución	Total
Saldos al 1 de enero del 2018	500,000	250,000	472,020	1,093,337	2,517,576	4,832,933
Utilidad neta y resultado integral del año	-	-	-	-	342,678	342,678
Otros resultados integrales	-	-	-	-	76,070	76,070
Saldos al 31 de diciembre del 2018	500,000	250,000	472,020	1,093,337	2,936,324	5,251,681
Distribución de dividendos					(2,600,618)	(2,600,618)
Pérdida neta y resultado integral del año					(974,138)	(974,138)
Otros resultados integrales					18,994	18,994
Saldos al 31 de diciembre del 2019	500,000	250,000	472,020	1,093,337	(619,438)	1,695,919

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Nelson Vargas S.
Gerente General

Grisela Gómez
Gerente Financiera

Paola Rodríguez
Contadora

PETROLEOS ANDINOS S.A. ANDIPETROLEOS

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2019
(Expresado en dólares estadounidenses)

	Nota	2019	2018
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
(Pérdida) / Utilidad antes de Impuesto a la renta		(1,295,718)	683,740
Más (menos) - cargos (créditos) a resultados que no representan movimiento de efectivo:			
Amortización y depreciación	12	443,437	447,721
Gasto interés por obligaciones financieras		59,857	38,058
Castigo Inversiones de Exploración y Producción	12	1,315,928	-
Provisión por deterioro de inventarios, neto	11	(39,299)	-
Provisión de intereses por inversiones medidas al costo amortzado		(5,958)	(53,074)
Provisión de obligaciones por beneficios definidos	18	91,664	88,608
		569,911	1,205,053
Cambios netos en activos y pasivos:			
Clientes y otras cuentas por cobrar		3,611	5,839
Anticipos a proveedores y otros		2,791	(489)
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas		1,225,678	(756,672)
Impuestos por recuperar		(432,520)	79,311
Inventarios		21,555	(330,121)
Proveedores y otras cuentas por pagar		42,822	150,659
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		(96,135)	(38,848)
Beneficios a empleados		(16,164)	(26,784)
Obligaciones por beneficios definidos		(170,207)	(20,433)
Impuestos por pagar		(9,629)	7,814
Total cambios en activos y pasivos		571,802	(929,724)
Impuesto a la renta		-	(355,841)
Efectivo neto provisto por (utilizado en) actividades de operación		1,141,713	(80,512)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Adiciones de propiedad, planta y equipos	12	(1,297,541)	(292,911)
Incremento en inversiones medidas al costo amortizado		(35,252)	(2,240,000)
Intereses cobrados por inversiones medidas al costo amortizado		-	18,600
Cancelación de inversiones		-	1,600,000
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		(1,332,793)	(914,311)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Efectivo recibido por obligaciones financieras		-	800,000
Efectivo pagado por obligaciones financieras		(160,000)	-
Intereses pagados por obligaciones financieras		(59,613)	(23,582)
Efectivo neto (utilizado en) provisto por actividades de financiamiento		(219,613)	776,418
Disminución en efectivo y equivalentes de efectivo		(410,693)	(218,405)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año		562,713	781,118
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	8	152,020	562,713

Las notas explicativas anexas son parte integrante de los estados financieros.

Nelson Vargas S.	Grisela Gómez	Paola Rodríguez
Gerente General	Gerente Financiera	Contadora

1. INFORMACIÓN GENERAL

La Compañía fue constituida mediante el nombre de Locedi S.A. el 7 de noviembre de 1996 e inscrita en el Registro Mercantil 14 de noviembre de 1996. Mediante escritura pública celebrada el 14 de mayo de 1997 ante el Notario 28 de Quito e inscrita el 2 de julio de 1997 en el Registro Mercantil del Cantón Quito, cambió su denominación a Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos. Así también, el 15 de agosto del 2006 se efectuó el aumento de capital, reforma y codificación de estatutos, la misma que fue aprobada mediante resolución emitida por la Superintendencia de Compañías No. 08.Q.IJ.001514 de 6 de mayo del 2008 e inscrita en el Registro Mercantil el 24 de junio del 2008. Su principal actividad es la exploración y explotación de hidrocarburos. Podrá actuar en cualquier fase dentro de la industria hidrocarburífera, en especial extraer petróleo crudo y gas.

El domicilio registrado de la Compañía es Avenida Amazonas N44-105 y Río Coca, Edificio Eteco-Promelsa, 2do piso, Quito-Ecuador.

La última entidad controladora de la Compañía es Synergy Group Corp. domiciliada en la Avenida Manuel E. Batista, Torre IBC, Piso 5to, Oficina 505, Panamá City, Panamá.

La Compañía mantiene una participación del 16% en la Asociación Pacifpetrol S.A Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima, (en adelante Asociación) cuyo objeto principal es la prestación de servicios de explotación de hidrocarburos en el campo Gustavo Galindo Velasco, también conocido como Bloque Gustavo Galindo Velasco, según se explica más adelante.

Contrato entre la Escuela Politécnica del Litoral (ESPOL) y la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador (PETROPRODUCCION)

Con fecha 27 de diciembre de 1994 se suscribió un contrato entre la ESPOL y PETROPRODUCCION, el cual fue modificado el 7 de octubre del 1996 e inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 20 de noviembre de 1997. El objeto de este contrato es la realización de actividades hidrocarburíferas en la Península de Santa Elena, para cuyo objetivo la ESPOL formaría un consorcio con una empresa financiera y petrolera de reconocida competencia que proveerá el capital necesario y los servicios técnicos que la operación requiera, para lograr una mayor producción y eficiencia técnica y económica del área del Contrato. La ESPOL no podía ceder o traspasar los derechos u obligaciones del contrato. De igual forma determina que la fecha de vigencia de este contrato se extiende desde la fecha de inscripción en el Registro de Hidrocarburos del Contrato entre la ESPOL y la Compañía seleccionada, por un período de 20 años.

Mediante Acuerdo Ministerial No. 329 del 23 de abril de 1996 el Ministerio de Energía y Minas aprobó la selección realizada por el Comité Especial de Contrataciones de la ESPOL a favor de la empresa Compañía General de Combustible S.A. (Sucursal Ecuador) (en adelante CGC S.A. (Sucursal Ecuador)) para el propósito descrito en el párrafo anterior.

Contrato del Consorcio

El 6 de mayo de 1996 se suscribió un "Contrato de Consorcio" entre la ESPOL y CGC S.A. (Sucursal Ecuador) como Contratista Operadora, el cual fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 31 de mayo de 1996. El objeto del Contrato de Consorcio fue la realización de las respectivas actividades de

operación para la producción y exploración de hidrocarburos en los campos de la Península de Santa Elena, denominados "Ing. Gustavo Galindo Velasco".

Este contrato establecía un pago por servicios contratados con la Contratista Operadora mediante una fórmula que consideraba la participación de la contratista en la producción del área del contrato.

Así mismo, el Contrato de Consorcio establecía que la ESPOL entregará a la Contratista Operadora sin costo alguno los bienes que se encuentran en el área del contrato y que hayan sido seleccionados de común acuerdo entre las partes e incluidos en el inventario de toma del área del contrato.

La entrega de los bienes a la Contratista Operadora se efectuará en los mismos términos y bajo el mismo régimen jurídico establecido en el contrato firmado entre la ESPOL y PETROPRODUCCION, el cual menciona que estos bienes deben ser devueltos en iguales condiciones salvo el deterioro causado por su uso normal y a entera satisfacción de PETROPRODUCCION.

Convenio de Asociación

Con fecha 19 de mayo de 1999 y mediante inscripción en el Registro de Hidrocarburos el 27 de mayo de 1999 se creó y se formalizó legalmente el consorcio llamado ASOCIACION CGC - SMC - PACIFPETROL - ANDIPETROLEOS - SANTA ELENA OIL & GAS, cuyos porcentajes de participación fueron los siguientes:

CGC S.A. (Sucursal Ecuador)	22%
SMC Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador)	10%
Petróleos del Pacífico S.A. PACIFPETROL	24%
Petróleos Andinos Andipetróleos S.A.	16%
Santa Elena Oil and Gas Corp. (Sucursal Ecuador)	28%

Cesión de derechos

Con fecha 19 de diciembre de 1997, CGC S.A. (Sucursal Ecuador) notificó a la ESPOL la cesión de derechos y obligaciones, a la ASOCIACION CGC - SMC - PACIFPETROL - ANDIPETROLEOS - SANTA ELENA OIL AND GAS, anteriormente aprobada por la ESPOL e inscrita en la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH el 30 de septiembre de 1998.

En agosto de 1999 el Comité Ejecutivo de la Asociación conoció y aprobó los saldos que debían ser transferidos al 1 de julio de 1999 por CGC S.A. (Sucursal Ecuador) a la Asociación para aperturar su contabilidad. En este mismo acto, las Compañías integrantes de la Asociación designaron irrevocablemente a CGC S.A. (Sucursal Ecuador) como único operador y representante de la Asociación.

Mediante escritura pública otorgada el 18 de diciembre del 2001 e inscrita en la DNH se celebró el Contrato de Cesión de la totalidad de los derechos y obligaciones de CGC S.A. (Sucursal Ecuador) a favor Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol, por lo que las participaciones en la Asociación fueron las siguientes:

Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol	46%
Santa Elena Oil and Gas Corp. (Sucursal Ecuador)	28%

Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos	16%
SMC Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador)	10%

En este mismo acto, las compañías integrantes de la Asociación designaban irrevocablemente a Petróleos de Pacífico S.A. Pacifpetrol, como único operador y a la vez como representante legal de la Asociación.

El 15 de diciembre del 2008, mediante Decreto Ejecutivo 1486, publicado en el Registro Oficial No. 497 del 30 de diciembre del 2008, el Presidente de la República autorizó al Ministerio de Minas y Petróleos y a PETROECUADOR, a través de su filial PETROPRODUCCION, renegociar con la ESPOL el Contrato de Servicios Específicos para la producción de Hidrocarburos en los campos de la Península de Santa Elena. Este decreto establece en la renegociación la intención de que PETROECUADOR, a través de su filial PETROPRODUCCIÓN, asuma la titularidad de la administración y obligaciones del Contrato mencionado en reemplazo de la ESPOL, terminando el Contrato de Servicios Específicos suscrito con dicha Entidad Estatal, de acuerdo a lo que estipula el marco legal vigente. Con fecha 19 de diciembre del 2008, mediante Oficio No. 0438-JSS-MD-2008-0820336 el Ministro de Minas y Petróleos comunicó a PETROECUADOR, que a partir del 23 de diciembre del 2008, PETROPRODUCCIÓN asume la titularidad de la administración y obligaciones de la ESPOL de acuerdo con el contrato suscrito con dicha Entidad, y a su vez realizará los actos administrativos necesarios para que PACIFPETROL continúe con la operación de los campos antes señalados.

Mediante comunicación PAC-UIO-LEG-0203-2015 de fecha 31 de julio del 2015, la compañía Petróleos del Pacífico S.A., en su calidad de operadora de la Asociación Pacifpetrol S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima, comunicó al señor Ministro de Hidrocarburos sobre intención que tenía la compañía SMC Ecuador Inc. de vender su participación del 10% en la Asociación, y asimismo sobre la intención de Pacifpetrol S.A. de adquirir dicha participación para lo cual se solicitó la debida autorización.

Mediante Acuerdo Nro. MH-DM-2015-0036-AM del 16 de diciembre del 2015, el Ministro de Hidrocarburos en ejercicio de su facultad, autorizó a la compañía SMC Ecuador Inc., la transferencia del 10% de los derechos y obligaciones que tiene en el Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, a favor de Petróleos del Pacifico S.A. Pacifpetrol.

Mediante escritura pública otorgada el 29 de diciembre del 2016 e inscrita el 30 de diciembre de 2016 en el Registro de Hidrocarburos de la Secretaría de Hidrocarburos, se formalizó la cesión del 10% de derechos y obligaciones que SMC Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador) mantenía en la Asociación, a favor de Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol. Con estos antecedentes, la participación de las compañías integrantes de la Asociación queda de la siguiente manera:

Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol	56%
Seog Oil & Gas Sociedad Anónima (Sucursal Ecuador)	28%
Petróleos Andinos Andipetróleos S.A.	16%

El proceso de cesión de derechos y obligaciones en el contrato de operación del Bloque Gustavo Galindo Velasco iniciado a finales del año 2018, mediante el cual las compañías Petróleos Andinos S.A. - Andipetróleos y SEOG Oil & Gas Sociedad Anónima cedieron sus porcentajes de participación (16% y 28% respectivamente) a la compañía Petróleos del Pacífico S.A. - Pacifpetrol, concluyó el 28 de febrero de 2020 con la inscripción, en el Registro de Hidrocarburos, del Contrato Modificatorio No. 3 al Contrato de Prestación

de Servicios. A partir de la mencionada fecha, Pacifpetrol S.A. quedó a cargo del 100% de la operación del Bloque.

Contrato modificatorio

Con fecha 27 de julio del 2010 se expide en el registro oficial No. 244 la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, mismo que busca modificar los contratos petroleros y categorizarlos en una sola modalidad.

En aplicación a lo dispuesto en la reforma a la Ley de Hidrocarburos mencionada anteriormente, el 22 de enero del 2011, la Asociación Pacifpetrol S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos, en representación del Estado Ecuatoriano, el contrato modificatorio cambiando la modalidad a prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Gustavo Galindo Velasco. Dicho contrato fue inscrito en el Registro de la Secretaría de Hidrocarburos el 21 de febrero del 2011, con una fecha de vigencia hasta el 27 de mayo del 2016.

Entre los aspectos más importantes, las partes acuerdan que la contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para los campos en producción de US$58.00 por cada barril neto, producido y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la misma que se actualizó en el año 2019 a US$51.18 (2018: US$50.43). Esta tarifa considera un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable tomando en consideración el riesgo incurrido por la contratista.

Se determinará la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior de la siguiente manera: De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente se cubrirá la tarifa por la prestación de los servicios.

En el caso que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir el pago de la tarifa para campos en producción y tarifa para campos nuevos o producción incremental fruto de recuperación mejorada, pertinente, el saldo faltante mensual se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente. La diferencia entre los montos pagados por concepto de las tarifas y el ingreso disponible del mismo mes o año fiscal se trasladará al siguiente año, sin intereses y en caso que no se hubiese cubierto durante el respectivo o subsiguiente mes o año fiscal se acumulará sucesivamente durante el plazo de vigencia de este Contrato Modificatorio. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación de este contrato modificatorio, se extinguirá y no será pagada a la Contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

Con fecha 14 de mayo del 2013, las Compañías SMC Ecuador Inc., Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol, Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos y Seog Oil & Gas Sociedad Anónima suscribieron con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número uno al Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), mediante el cual se extiende el plazo de vigencia estipulado en la cláusula sexta del contrato modificatorio hasta el 31 de diciembre del 2029 e incorpora un nuevo plan de actividades que sustituye al anterior, manteniéndose de manera inalterada las demás cláusulas del contrato modificatorio suscrito entre las partes el 21 de enero del 2011.

El 29 de diciembre del 2016, la Asociación Pacifpetrol Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima y el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos, suscribieron el Contrato Modificatorio número dos al Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo crudo) en el Campo Gustavo Galindo Velasco en la provincia de Santa Elena, mediante el cual se reforma el plan de actividades a ser ejecutado hasta el año 2029 y se establece la tarifa de US$49,99 por cada barril de crudo producido y entregado en punto de fiscalización.

Contratos de servicios técnicos especializados de IT y Representación Legal

En enero del 2017, se firmó el Contrato entre la Asociación y Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol por la prestación de servicios técnicos especializados de IT, en el cual se fijó un honorario anual de US$276,985 (2018: US$273,340). El plazo de vigencia de este contrato es un año y la renovación será automática siempre y cuando el monto facturado no supere el 10% del valor cargado en el ejercicio inmediato anterior. Por otra parte, los cargos por Overhead (representación legal de la Asociación y cargos de Operador) al 31 de diciembre del 2019 fueron US$300,000 (2018: US$300,000).

1.1 Actividades de la Compañía durante los años 2019 y 2018

Durante el 2019, las actividades de la Compañía, realizadas a través de su operación en conjunto por intermedio de la entidad Asociación Pacifpetrol S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima (Asociación) (Nota 14) en el Bloque Gustavo Galindo Velasco correspondieron a los servicios de control de sólidos, cañoneo en completación, fluidos de completación, slick line, rentas de herramientas de fondo de pozo, evaluaciones de sementos, corridas de packer mecánico, taponamiento de pozos en completación, rentas de plataformas, movilización de equipos de fracturas, cañoneos de casing, packer para fractura en completación, movilización de taladro, facilidades para campaña de perforación, renta de martillos, cementación, cargos de transporte de materiales, monitoreo de ripios en perforación, inspección y reparación de tubería y servcios de Company man para la perforación del Morrillo 17 y 15, adquisión y/o reemplazo de equipos de subsuelo, overhaul de motores de generación, adquisición de herramientas de pulling, mantenimiento servicios electrónicos mayores, construcción de 2 tanques 250 bls y facilidades de mantenimiento.

Durante el 2018, las actividades correspondieron a la adquisición y/o reemplazo de equipo de subsuelo, trabajos previos a la perforación (adquisición de accesorios para corrida de tubería/casing superficie en perforación, construcción de garitas móviles, servicios de ingeniería para campañas de perforación, rentas de montacargas) del Morrillo 9, Morrillo 15 y Morrillo 17, trabajos de cañoneo selectivo para 8 pozos, overhaul de motores de generación y reemplazo gasoducto Tigre 67.

La producción fiscalizada del año en el Bloque Gustavo Galindo Velasco fue de 376,017 (2018: 403,158) barriles de petróleo crudo y gasolina.

En virtud de que este contrato tiene vigencia hasta el año 2029, la Asociación podrá participar en la búsqueda de nuevas oportunidades de negocio tendientes a afianzar su presencia en la industria hidrocarburífera ecuatoriana durante los años que restan hasta la finalización del contrato.

1.2 Situación económica del país

En el año 2019 el precio internacional del petróleo se mantuvo alrededor del promedio de los últimos dos años y la balanza comercial no petrolera continúa generando déficit; la deuda pública, interna y externa, se ha incrementado y persiste en este año un déficit fiscal importante. Las protestas y paralizaciones producidas en el mes de octubre produjeron impactos negativos en las operaciones de muchas empresas privadas y públicas y en consecuencia en la economía del país.

Las principales acciones que el Gobierno ha anunciado para enfrentar esta situación han sido: la priorización de la inversión y gasto público; incremento de la inversión extranjera a través de alianzas público-privadas con beneficios tributarios; financiamiento del déficit fiscal mediante la emisión de bonos del Estado, a través de organismos internacionales (Fondo Monetario Internacional) y gobiernos extranjeros; reformas tributarias y focalización de subsidios; entre otras medidas.

Debido al precio internacional del petróleo, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR) no ha pagado la totalidad de la tarifa generada por la prestación de servicios. Al 31 de diciembre del 2019, el saldo pendiente de recuperación de la acumulación asciende a US$27,616,930 (2018: US$24,354,636), de dichos montos a la Compañía le corresponde el 16% de acuerdo a su participación, sobre los cuales existe una incertidumbre de su recaudación total.

Esta situación ha generado dificultades en el sector hidrocarburífero, ante lo cual la Administración continúa trabajando en la aplicación de las siguientes medidas: reestructuración y optimización de los procesos orientados a incrementar la producción, negociación con principales proveedores para obtener mejores condiciones de precios y plazos de pago, manejo cuidadoso de los costos a través de una reformulación del presupuesto, entre otros.

Posterior al 31 de diciembre del 2019 y como consecuencia de la pandemia del COVID-19 toda la economía global sufrió una fuerte contracción debido, básicamente, a las medidas de aislamiento tomadas por varios gobiernos en el mundo. Esto a su vez ocasionó una fuerte disminución de la demanda energética lo que, sumado a temas de índole geopolítico entre los países de mayor producción petrolera mundial, desembocó en una disminución abrupta de los precios internacionales del petróleo.

Por otra parte, la Administración de la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, con fecha 26 de marzo del 2020, notificó al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) sobre la crítica situación sanitaria, a causa de la pandemia, de la provincia de Santa Elena, donde se encuentra localizado el Bloque Gustavo Galindo Velasco, hecho que complicó y posteriormente impidió realizar de forma segura las operaciones. Por ello, con fecha 27 de marzo de 2020, y como consecuencia de eventos masivos de contagio del virus SARS-COV2 y fallecimientos de personal, se solicitó la declaratoria de Fuerza Mayor, misma que fue autorizada por el MRNNR el 5 de abril del 2020. Asimismo, considerando que el estado de emergencia en el país, y específicamente en la provincia de Santa Elena, continúa en niveles críticos, las operaciones no han podido ser reiniciadas, y por el momento, tampoco es posible estimar una posible fecha. En este contexto, y dado el nivel elevado de incertidumbre sobre la evolución de la pandemia en la provincia donde se desarrollan las actividades de extracción de hidrocarburos, la Administración tomó la decisión de dar por terminada la relación laboral con una gran parte de su fuerza laboral. Por otra parte, y con el objetivo de enfrentar los efectos económicos causados por la disminución de los precios del crudo y de la caída de la demanda de hidrocarburos causados por la pandemia, la Administración ha trabajado en las siguientes medidas: i)

proceso de renegociación de términos y condiciones en los contratos existentes, ii) pedido de postergación de actividades de inversión al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, iii) pedido de diferimiento en el pago de varias obligaciones tributarias, iv) inicio de conversaciones con las autoridades del sector para buscar alternativas que hagan viable el contrato suscrito con el Estado ecuatoriano, entre las cuales se están considerando: a) la posibilidad de cambio de modalidad contractual a participación, b) suspensión temporal de las operaciones mientras dure la pandemia y el precio del crudo no evidencie una franca recuperación, entre otras. Los impactos que se han generado y que se produzcan en los siguientes meses, no pueden ser proyectados ni estimados de forma certera, en virtud de la incertidumbre que presentan las distintas fuentes de información, tanto locales como extranjeras, acerca de las nuevas medidas futuras que necesiten ser tomadas, hasta poder combatir la pandemia de forma exitosa o encontrar mecanismos que permitan el desarrollo de la actividad económica mundial.

1.3 Precio del barril de crudo

Considerando que el precio del barril de crudo WTI durante el 2019, aún no permite que la tarifa definida en el contrato sea pagada en un 100% a la Asociación, en la cual la Compañía mantiene una presentación del 16%, por parte del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos), se continúa aplicando la cláusula relacionada al pago en función del ingreso disponible. Esta define que en caso de que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir el pago de la tarifa, el saldo faltante se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente. Adicionalmente, el contrato establece que cualquier diferencia, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por el Ministerio de Energía y Recursos No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos), a la terminación del Contrato se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando el Ministerio automáticamente liberado de esta obligación de pago.

Como consecuencia de lo mencionado, durante el año 2019, la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, acumuló un monto de US$3,262,294 de tarifa no cobrada al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2018: US$1,134,838). Cabe mencionar que sobre dicho saldo la Asociación no renuncia al derecho de recuperación que le asiste, una vez que el precio de mercado se encuentre en niveles suficientes para cubrir dicha acumulación, conforme se estipula también en el referido contrato.

Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2019, han sido emitidos y aprobados para su emisión por la Junta General de Accionistas con fecha 5 de junio del 2020.

2. RESUMEN DE POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

A continuación, se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de los estados financieros. Estas políticas han sido diseñadas en función a las NIIF vigentes al 31 de diciembre del 2019 y aplicadas de manera uniforme a todos los años que se presentan en estos estados financieros.

2.1 Bases de preparación de estados financieros

Los presentes estados financieros de la Compañía han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) vigentes al 31 de diciembre del 2019, emitidas por el IASB (International Accounting Standard Board), que han sido adoptadas en Ecuador y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales y aplicadas de manera uniforme a los ejercicios que se presentan.

Los estados financieros de la Compañía se han preparado bajo el criterio del costo histórico. La preparación de los estados financieros conforme a las NIIF requiere el uso de estimaciones contables. También exige a la Administración que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía.

En la Nota 3 se revelan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas donde los supuestos y estimaciones son significativos para la elaboración de los estados financieros. Debido a la subjetividad inherente en este proceso contable, los resultados reales podrían diferir de los montos estimados por la Administración.

2.2 Nuevas normas y modificaciones

(a) Adoptadas por la Compañía

Las siguientes normas y modificaciones han entrado en vigencia al 1 de enero de 2019:

- NIIF 16 – Arrendamientos.
- Características de pago anticipado con compensación negativa – Modificaciones a la NIIF 9.
- Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos – Modificaciones a la NIC 28.
- Mejoras anuales a las NIIF ciclo 2015 – 2017.
- Modificación, reducción o liquidación del plan: modificaciones a la NIC 19.
- Interpretación 23 incertidumbre frente a los Tratamientos de Impuesto a las Ganancias.

En relación con la NIIF 16 "Arrendamientos", la Administración no identificó impactos significativos en la aplicación de dicha norma, debido a que la Compañía no mantiene contratos de arrendamiento que están dentro del alcance de la norma. La mayoría de las otras normas no tuvieron impacto material en los importes reconocidos en periodos anteriores y no se espera afecten significativamente los periodos actuales o futuros.

Al 31 de diciembre de 2019, se han publicado nuevas normas, así como también enmiendas y mejoras a las NIIF existentes que no han entrado en vigencia y que la Compañía no ha adoptado con anticipación.

Estas son de aplicación obligatoria en la preparación de los estados financieros de la Compañía a partir de las fechas indicadas a continuación:

Norma	Tema	Aplicación obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:
NIC 1 y NIC 8	Modificaciones para aclarar el concepto de materialidad y alinearlo con otras modificaciones	1 de enero 2020
NIIF 3	Aclaración sobre la definición de negocio	1 de enero 2020
NIIF 17	Norma que reemplazará a la NIIF 4 "Contratos de Seguros".	1 de enero 2021
NIIF 9, NIC 39 e IFRS 7	Cambios a las consideraciones a las tasas de interés (refenrenciales).	1 de enero 2020

La Compañía estima que la adopción de las nuevas normas, enmiendas a las NIIF y las nuevas interpretaciones antes descritas, no tendrá un impacto significativo en los estados financieros en el ejercicio de su aplicación inicial, pues gran parte de estas normas no son aplicables a sus operaciones.

2.3 Conversión de moneda extranjera

(a) Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas en los estados financieros de la Compañía se expresan en la moneda del ambiente económico primario donde opera la entidad (moneda funcional). Los Estados Financieros de la Compañía se expresan en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional y la moneda de presentación.

(b) Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda extranjera, si existieran, se traducen a la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones. Las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten del pago de tales transacciones, se reconocen en el estado de resultados, excepto cuando son diferidos en el patrimonio en transacciones que califican como cobertura de flujos de efectivo.

2.4 Efectivo y equivalentes de efectivo

Incluye el efectivo disponible, depósitos a la vista en bancos y Títulos del Banco Central del Ecuador. Los sobregiros bancarios, en caso de existir, son presentados como pasivos corrientes en el estado de situación financiera.

2.5 Participación en activos netos y resultados de la operación conjunta

La participación de la Compañía en los activos netos y resultados de la operación conjunta de la Asociación Pacifpetrol S.A. Andipetróleos Seog Oil & Gas Sociedad Anónima es contabilizada de acuerdo a la participación proporcional. Esta participación en los ingresos, costos y gastos, activos y pasivos derivados de la operación conjunta de dicha Asociación, son combinados línea por línea en los estados financieros de la Compañía En la Nota 14 se informa los activos, pasivos, ingresos y gastos de dicha operación en conjunto, los cuales fueron reflejados en los estados financieros de la Compañía.

2.6 Activos financieros

Clasificación -

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

- Valor razonable con cambios en resultados
- Valor razonable con cambios en otro resultado integral; o
- Costo amortizado

La clasificación de un activo financiero depende del propósito para el cual se adquirió. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial y tomando en consideración el modelo de negocio utilizado para la administración de estos instrumentos, así como los términos contractuales de flujo de efectivo.

Medición -

Al momento del reconocimiento inicial, los activos financieros se miden a su valor razonable, sin embargo, en el caso de un activo financiero que no sea a valor razonable a través de resultados (VR-resultados), se reconocen los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de activos financieros a valor razonable a través de resultados se registran en resultados del ejercicio.

Instrumentos de deuda -

Los instrumentos de deuda son aquellos instrumentos que cumplen con la definición de un pasivo financiero desde la perspectiva del emisor, tales como préstamos o bonos gubernamentales y corporativos.

La medición subsecuente de los instrumentos de deuda depende del modelo de negocios de la compañía a administrar el activo y las características de flujo de efectivo del activo. Hay tres categorías de medición de acuerdo a las cuales la compañía clasifica sus instrumentos de deuda:

a. Costo amortizado: Los activos que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales cuando dichos flujos de efectivo representan únicamente pagos de principal e intereses se miden a costo amortizado. Los ingresos recibidos de estos activos financieros se incluyen en los ingresos financieros utilizando el método de tasa de interés efectiva. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la baja en cuentas, se reconoce directamente en resultados y se presenta en otras ganancias/ (pérdidas) junto con las ganancias y pérdidas cambiarias. Las pérdidas por deterioro se presentan como una partida separada en el estado de resultados.

b. Valor razonable con cambios en otro resultado integral: Los activos que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para la venta de los activos financieros, cuando los flujos de efectivo de los activos representan únicamente pagos de principal e intereses, se miden a valor razonable a través de otros resultados integrales (VR-ORI). Los movimientos en el valor en libros se reconocen a través de ORI, excepto por el reconocimiento de las ganancias o pérdidas por deterioro, los ingresos por intereses y las ganancias y pérdidas por tipo de cambio que se

reconocen en resultados. Cuando se produce la baja del activo financiero, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en ORI se reclasifica del capital a resultados y se reconocen en otras ganancias/(pérdidas). Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en ingresos financieros utilizando el método de tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas cambiarias se presentan en otras ganancias/(pérdidas) y los gastos por deterioro se presentan como una partida separada en el estado de resultados.

c. Valor razonable con cambios en resultados: Los activos que no cumplen con los criterios de costo amortizado o VR-ORI se miden a valor razonable a través de resultados. Una ganancia o pérdida en un instrumento de deuda que subsecuentemente se mide a su valor razonable a través de resultados se reconoce en resultados y se presenta en términos netos en otras ganancias/(pérdidas) en el periodo en el que surgen.

Al 31 de diciembre del 2019 y 2018 la Compañía solo mantiene activos financieros clasificados en la categoría de activos financieros medidos al costo amortizado. Los activos financieros a costo amortizado son activos financieros no derivados que dan derecho a pagos fijos o determinables y que no cotizan en un mercado activo, estos activos financieros se mantienen con la finalidad de cobrar sus flujos contractuales. Se incluyen en el activo corriente, excepto por los de vencimiento mayor a 12 meses contados desde la fecha del estado de situación financiera. Estos últimos se clasifican como activos no corrientes.

La Compañía presenta las siguientes cuentas dentro de la categoría de activos financieros medidos a costo amortizado:

(i) Efectivo y equivalente de efectivo: Incluye principalmente a los montos de inversiones overnight, fácilmente convertibles en importes determinados de efectivo. Se registran a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado y los intereses se reconocen con cargo a resultados, de aplicar.

(ii) Clientes y otras cuentas por cobrar: Incluye principalmente montos adeudados por entidades gubernamentales por la prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. Se reconocen a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado pues no generan intereses y su período de crédito sobre la prestación de servicios es de hasta 60 días.

(iii) Cuentas por cobrar a partes relacionadas: Corresponden a los montos adeudados por entidades relacionadas por servicios prestados en el curso normal de los negocios y préstamos entregados a dichas entidades. Se registran a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado y los intereses se reconocen mensualmente con cargo a resultados, de aplicar.

(iv) Inversiones al costo amortizado: Corresponden a inversiones en entidades bancarias a plazo fijo, posterior a su reconocimiento inicial se miden a costo amortizado.

Los activos financieros a costo amortizado representan únicamente los pagos de principal e intereses, se reconocen inicialmente a su valor razonable y, posteriormente se miden a su costo amortizado por el método de interés efectivo menos la estimación por deterioro (Nota 2.6.1).

Reconocimiento y baja de activos financieros

Las transacciones de compra/venta de activos financieros se reconocen en el que dichas transacciones ocurren, es decir, la fecha en la que la Compañía se compromete a comprar/vender el activo.

2.6.1 Deterioro de activos financieros

La Compañía establece una provisión para pérdidas por deterioro de sus cuentas por cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la misma no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas a cobrar. La existencia de dificultades financieras significativas por parte del deudor, la probabilidad de que el deudor entre en quiebra o reorganización financiera y la falta o mora en los pagos se consideran indicadores de que la cuenta a cobrar se ha deteriorado.

2.6.2 Baja de activos financieros

Un activo financiero se elimina cuando expiran los derechos a recibir los flujos de efectivo del activo o si la Compañía transfiere el activo a un tercero sin retener sustancialmente los riesgos y beneficios del activo.

2.7 Pasivos financieros

Clasificación, reconocimiento y medición -

De acuerdo con lo que prescribe la NIIF 9, "Instrumentos Financieros" los pasivos financieros se clasifican, según corresponda, como: (i) pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias y pérdidas, (ii) pasivos financieros al costo amortizado. La Compañía determina la clasificación de sus pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial. Al 31 de diciembre del 2019 y 2018, la Compañía sólo mantiene pasivos financieros clasificados en la categoría de pasivos financieros al costo amortizado. Los pasivos financieros comprenden:

(i) Proveedores y otras cuentas por pagar: Son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores en el curso normal de los negocios. Se reconocen a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado pues no generan intereses y son pagaderas hasta 60 días. En caso de que sus plazos pactados de pago sean mayores a 12 meses, se presentan como pasivos no corrientes y generan intereses, que se reconocen en el estado de resultados integrales bajo el rubro de gastos por intereses.

(ii) Cuentas por pagar a partes relacionadas: Corresponden a obligaciones de pago principalmente por servicios recibidos en el curso normal de los negocios que son exigibles por parte del acreedor en el corto plazo; y dividendos por pagar a los socios a ser devueltos de acuerdo a la disponibilidad de flujo o en el momento que sea solicitado por ellos. Las cuentas por pagar a entidades relacionadas no devengan intereses y se registran a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado.

(iii) Obligaciones Financieras: Corresponden a créditos con entidades bancarias medidas a su valor razonable; posterior a su reconocimiento inicial se miden a costo amortizado.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden a su costo amortizado. El costo amortizado incorpora los costos directamente atribuibles a la transacción.

2.7.1 Baja de pasivos financieros

Un pasivo es eliminado cuando las obligaciones de la Compañía especificadas en el contrato se han liquidado.

2.8 Inventarios

Los inventarios de repuestos, materiales, y otros se presentan al costo histórico, utilizando el método de costo promedio ponderado. Las importaciones en tránsito se presentan al costo de las facturas más otros cargos relacionados con la importación. Los inventarios incluyen una provisión para reconocer pérdidas por obsolescencia, la cual es determinada en función de un análisis de la posibilidad real de utilización.

El volumen de petróleo crudo incluido en los inventarios está valorizado al costo de operación (valor de realización) del último mes de producción.

2.9 Propiedad, planta y equipo

La Compañía clasifica a las propiedades, planta y equipos en las siguientes categorías: "Inversiones de exploración adicional y producción", "Obras en curso", "Retiro de bienes" y "Activos fijos". La Administración determina la clasificación mencionada a la fecha de su reconocimiento inicial y depende su asignación de la función para la cual se la adquirió, considerando que de estos costos sea probable la obtención de beneficios económicos futuros derivados del mismo y el costo de los elementos pueden medirse con fiabilidad.

Las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF no establecen criterios específicos para las actividades de desarrollo y producción de hidrocarburos.

Las principales características por categoría se describen a continuación:

2.9.1 Inversiones de exploración adicional y producción y obras en curso

Las inversiones de exploración adicional y producción se muestran al costo histórico de adquisición, menos la correspondiente amortización acumulada.

Los costos originados de las actividades de producción de hidrocarburos, necesarios para la explotación de reservas comerciales, se capitalizan y se presentan en el rubro de propiedades, planta y equipos y corresponden principalmente a los costos incurridos en la perforación, completación y recompletación de pozos productivos y el desarrollo de facilidades de producción, menos la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro en el valor, en caso de producirse.

La Compañía capitaliza como parte de las inversiones de producción todos aquellos desembolsos que generarán un beneficio futuro y cuya medición se realiza a través del incremento de reservas que producen dichas inversiones.

Los gastos de geología y geofísica (costos de exploración y evaluación) se capitalizan hasta que los resultados de la evaluación de dichos desembolsos determinan la existencia de reservas comercialmente explotables y son sometidos a pruebas de deterioro en la medida en que se encuentran capitalizados como parte de las inversiones, caso contrario, son cargados a resultados en el año en que se concluye que los mismos no arrojaron resultados satisfactorios.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

(i) Los costos correspondientes a la producción de reservas probadas desarrolladas se amortizan con cargo a los resultados integrales del año mediante una tasa basada en unidades de producción a partir del mes siguiente en el cual se concluyen. Para propósitos del cálculo de la amortización, la Compañía utilizó el volumen de reservas probadas desarrolladas al inicio de cada año certificadas por un profesional independiente.

(ii) Las obras en curso se amortizan únicamente cuando se han concluido y entran en operación.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

2.9.2 Retiro de bienes

Los costos relacionados con el retiro de bienes se originan de la mejor estimación de la Administración, respecto de los costos a valor presente a ser incurridos para restaurar a la finalización del contrato, las condiciones operativas y/o ambientales que puedan haberse ocasionado en el Bloque durante el desarrollo de las actividades de explotación de hidrocarburos. Esta estimación es revisada periódicamente y se amortiza por unidades de producción siguiendo los lineamientos establecidos para el rubro inversiones de exploración adicional y producción. Ver también Nota 2.9.1

2.9.3 Activos fijos

Los activos fijos, son registrados al costo histórico, menos depreciaciones acumuladas y pérdidas por deterioro, en caso de producirse. El costo incluye los desembolsos directamente atribuibles a la adquisición o construcción del activo. Los desembolsos posteriores a la compra o adquisición sólo son capitalizados cuando es probable que beneficios económicos futuros asociados a la inversión fluyan hacia la Compañía y los costos pueden ser medidos razonablemente. Los otros desembolsos posteriores que corresponden a reparaciones o mantenimiento son registrados en resultados cuando son incurridos.

La depreciación de los activos fijos es calculada linealmente basada en la vida útil estimada de los bienes, o de componentes significativos identificables que posean vidas útiles diferenciadas y no considera valores residuales, debido a que la Administración de la Compañía estima que el valor de realización de su activo fijo, instalación o mejora al término de su vida útil será irrelevante. Las estimaciones de vidas útiles y valores residuales son revisadas, y ajustadas si es necesario, a cada fecha de cierre de los estados financieros. La depreciación de los activos se registra con cargo a las operaciones del año.

Las vidas útiles estimadas de los activos fijos son los siguientes:

Tipo de bienes	Número de años
Instalaciones y mejoras a locales arrendados	2 y 3
Equipo de comunicación	10
Maquinaria y herramientas	10
Muebles y enseres	10
Vehículos	5
Equipos de computación	3

La vida útil y el método de depreciación son revisados y ajustados si fuera necesario a la fecha de cada estado de situación financiera para asegurar que el método y el período de la depreciación sean consistentes con el de beneficio económico de las partidas de activo fijo.

Un componente o cualquier parte significativa de los mismos reconocida inicialmente, se da de baja al momento de su venta o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros por su uso o venta.

Cualquier ganancia o pérdida resultante al momento la baja del activo (calculada como la diferencia entre el ingreso neto procedente de la venta y el importe en libros del activo) se incluye en el estado de resultados integrales cuando se da de baja el activo.

2.9.4 Deterioro de activos no financieros (propiedad, planta y equipo)

Los activos sujetos a amortización y depreciación se someten a pruebas anuales de pérdidas por deterioro siempre que exista evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, el importe en libros no puede ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos para la venta relacionados y su valor en uso.

A efecto de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Para el caso de las inversiones de exploración adicional y producción presentadas en los estados financieros adjuntos, la evaluación de deterioro, se efectúa considerando como una sola unidad generadora de efectivo al Bloque Gustavo Galindo Velasco.

La determinación del flujo de fondos descontado involucra un conjunto de estimaciones y supuestos sensibles, tales como la evolución de las reservas de crudo, niveles de producción de hidrocarburos, tarifa por barril de crudo producido fijada en el contrato suscrito con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos), pronósticos de precios futuros del crudo West Texas Intermediate (WTI), inflación, costos y demás egresos de fondos, en función de la mejor estimación de los mismos que la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16% prevé hacia el futuro en relación con sus operaciones, considerando la tarifa y los volúmenes de reservas y niveles de producción antes mencionados.

Durante el presente ejercicio no se han registrado resultados por deterioro de activos como consecuencia de los análisis de recuperabilidad.

2.9.5 Obligación por retiro de bienes

A la terminación del contrato mencionado en la Nota 1, la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 16%, deberá realizar ciertas actividades necesarias para restaurar las condiciones del área de explotación a las existentes al inicio de la operación. Para este fin se contabiliza el valor presente del costo estimado de esta actividad mediante la constitución de una provisión denominada "Obligación por retiro de bienes" con contrapartida a la cuenta de propiedad, planta y equipos. Este pasivo se actualiza con cargo a los resultados integrales, en función de una tasa de interés del 9.04% (2018: 8.81%).

Con base en los cambios tecnológicos y las variaciones en los costos de recuperación necesarios para proteger el medioambiente, la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, ha considerado conveniente reevaluar periódicamente los costos futuros de la obligación por retiro de bienes.

2.10 Impuesto a la renta corriente y diferido

El gasto por impuesto a la renta del año comprende el impuesto a la renta corriente y al diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio. En este caso el impuesto también se reconoce en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio.

2.10.1 Impuesto a la renta corriente

El cargo por Impuesto a la renta corriente se calcula mediante la tasa de impuesto aplicable a las utilidades gravables y se carga a los resultados del año en que se devenga con base en el impuesto por pagar exigible.

Las normas tributarias vigentes establecen una tasa de impuesto del 25% de las utilidades gravables, la cual se incrementa al 28% si los accionistas finales están domiciliados en paraísos fiscales o cuando se ha informado la composición societaria de manera incompleta, y se reduce en 10 puntos si las utilidades son reinvertidas por el contribuyente. Al 31 de diciembre del 2019, la Compañía determinó el Impuesto causado considerando el 25% (2018: 28%) sobre las utilidades gravables.

2.10.2 Impuesto a la renta diferido

El Impuesto a la renta diferido se provisiona en su totalidad, por el método del pasivo, sobre las diferencias temporales que surgen entre las bases tributarias de activos y pasivos y sus respectivos valores mostrados en los estados financieros. El impuesto a la renta diferido se determina usando tasas tributarias que han sido promulgadas a la fecha del estado de situación financiera y que se espera serán aplicables cuando el impuesto a la renta diferido activo se realice o el impuesto a la renta pasivo se pague.

Los impuestos a la renta diferidos activos sólo se reconocen en la medida que sea probable que se produzcan beneficios tributarios futuros contra los que se puedan usar las diferencias temporales.

Los saldos de impuestos a la renta diferidos activos y pasivos se compensan cuando exista el derecho legal exigible a compensar impuestos activos corrientes con impuestos pasivos corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos se relacionen con la misma autoridad tributaria.

2.11 Beneficios a los empleados

La Asociación, en la cual la Compañía participa en el 16%, es la entidad que mantiene la relación laboral con los empleados que prestan sus servicios para el cumplimiento del contrato de prestación de servicios mencionado en la Nota 1.

2.11.1 Corrientes

Se registran en el rubro de beneficios empleados del estado de situación financiera y corresponden principalmente a:

(i) Participación de los trabajadores en las utilidades: La participación de los trabajadores en las utilidades se calcula a la tasa del 15% de las utilidades gravables de acuerdo con disposiciones legales. El 27 de julio del 2010, entró en vigencia la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial No. 244, la cual, entre otros asuntos, establece que los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera recibirán el 3% de las utilidades y el restante 12% será pagado al Estado Ecuatoriano como contribución y registrado como impuestos por pagar en el estado de situación financiera.

(ii) Vacaciones: Se registra el costo correspondiente a las vacaciones del personal sobre base devengada.

(iii) Décimo tercer y cuarto sueldos y fondos de reserva: Se provisionan y pagan de acuerdo a la legislación vigente en el Ecuador.

2.11.2 No corrientes (Jubilación patronal y desahucio no fondeados)

Obligaciones por beneficios definidos: Los costos de las provisiones por desahucio, jubilación patronal y provisión laboral por terminación contractual, definido por la ley laboral ecuatoriana, se determinan anualmente con base en estudios actuariales practicados por profesionales independientes y se provisionan con cargo a los resultados integrales del año aplicando el método de Costeo de Crédito Unitario Proyectado y representan el valor presente de las obligaciones a la fecha del estado de situación financiera, el cual es obtenido descontando los flujos de salida de efectivo a la tasa del 2.99% (2018: 4.43%) anual equivalente a la tasa promedio de los bonos de gobierno, publicada por el Banco del Tesoro de Estados Unidos que están denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de las obligaciones por pensiones hasta su vencimiento.

Debido al cambio en la fecha de vigencia de las operaciones de la Asociación, en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, la provisión mantenida por jubilación patronal hasta el año 2009 fue reemplazada por la provisión laboral por terminación del contrato, considerando a todos los trabajadores que al año 2017 generarán un pasivo para la entidad. No obstante, en el año 2013 con la suscripción del Contrato Modificatorio número uno al Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la

Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), mediante el cual se extiende el plazo de vigencia estipulado en la cláusula sexta del contrato modificatorio hasta el 31 de diciembre del 2029, la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 16%, restableció la provisión para jubilación patronal y ajustó la provisión laboral por terminación contractual.

Las hipótesis actuariales incluyen variables como son, en adición a la tasa de descuento, tasa de mortalidad, edad, sexo, años de servicios, remuneraciones, incrementos futuros de remuneraciones, tasa de rotación, entre otras. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes basados en la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan en el patrimonio como otros resultados integrales en el periodo en el que surgen.

Las provisiones por desahucio y despido intempestivo se registraron a valor nominal, denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de las obligaciones mantenidas con los empleados hasta su vencimiento. Ver Nota 3.

Los costos de los servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados del año. Al cierre del año 2019 y 2018 las provisiones cubren a todos los trabajadores que se encontraban prestando sus servicios para la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%.

2.12 Provisiones corrientes

En adición a lo que se describe en la Nota 2.10 la Compañía registra provisiones cuando: (i) tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de eventos pasados, (ii) es probable vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación y, (iii) el monto se ha estimado de forma fiable. Los montos reconocidos como provisión son la mejor estimación de la Administración, a la fecha de cierre de los Estados Financieros, de los desembolsos necesarios para liquidar la obligación.

2.13 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por la prestación de servicios de la Asociación, en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, se reconocen sobre la base de una tarifa por cada barril neto producido y entregado en el centro de fiscalización. Esta tarifa es actualizada en forma anual, con base en la fórmula establecida en el Anexo L (Metodología para cálculo de la tarifa para campos nuevos o por producción incremental) del contrato modificatorio.

Los ingresos son reconocidos en la medida en que es probable que los beneficios económicos fluyan hacia la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 16% puedan ser medidos con fiabilidad y se transfiera la producción en el punto de entrega y fiscalización, y en consecuencia se transfieren los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de esos barriles y no mantiene el derecho a disponer de ellos, ni a mantener un control sobre los mismos.

2.14 Distribución de dividendos

La distribución de dividendos se deduce del patrimonio y se reconoce como pasivo corriente en los estados financieros en el periodo en el que los dividendos se aprueban por parte de los accionistas de la Compañía.

3. ESTIMACIONES Y CRITERIOS CONTABLES SIGNIFICATIVOS

La preparación de estados financieros requiere que la Administración realice estimaciones y utilice supuestos que afectan los montos incluidos en estos estados financieros y sus notas explicativas. Las estimaciones realizadas y supuestos utilizados por la Compañía se encuentran basadas en la experiencia histórica, cambios en la industria e información suministrada por fuentes externas calificadas. Sin embargo, los resultados finales podrían diferir de las estimaciones bajo ciertas condiciones.

Las estimaciones y políticas contables significativas son definidas como aquellas que son importantes para reflejar correctamente la situación financiera y los resultados de la Compañía y/o las que requieren un alto grado de juicio por parte de la Administración.

Las principales estimaciones y aplicaciones del criterio profesional se encuentran relacionadas con los siguientes conceptos:

- Activos fijos: La determinación de las vidas útiles que se evalúan al cierre de cada año. (Nota 2.9).

- Reservas de crudo: Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios efectuados por profesionales independientes. Las reservas probadas desarrolladas son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y métodos de operación existentes. Las estimaciones de reservas de petróleo no son exactas y son sujetas de revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contables financieras (como la estimación estándar de los flujos de efectivo descontados y la amortización de activos de exploración y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.

- Obligación por retiro de bienes: La Asociación, en la cual la Compañía participa en el 16%, evalúa los costos por retiro de bienes al menos una vez al año y representa la mejor estimación del valor presente de los costos de retiro de bienes. Los costos definitivos por retiro son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a varios factores. En consecuencia, podrían existir ajustes a las provisiones establecidas las cuales podrían afectar los resultados financieros futuros. (Nota 2.9).

- Obligaciones por beneficios definidos: Las hipótesis empleadas en los cálculos actuariales de jubilación patronal, desahucio e indemnizaciones por terminación de contrato, para lo cual utiliza estudios actuariales practicados por profesionales independientes. Las provisiones por desahucio y despido intempestivo se registraron a valor nominal, denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de las obligaciones mantenidas con los empleados hasta su vencimiento. (Nota 2.11).

- Impuesto a la renta diferido: La Compañía ha realizado la estimación de sus impuestos diferidos considerando que todas las diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro. A una tasa del 25% (2018: 28%). (Nota 2.10).

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Factores de riesgo financiero

La Compañía opera en la industria de hidrocarburos. Sus actividades están expuestas a una variedad de riesgos financieros principalmente relacionados con riesgos de mercado, la concentración del riesgo crediticio, el riesgo de liquidez y el riesgo de capital. El programa de administración de riesgos de la Compañía se centra en lo impredecible de los mercados financieros y trata de minimizar los potenciales efectos adversos en su desempeño financiero.

(a) Riesgos de mercado

Riesgo de mercado es la posibilidad de que las fluctuaciones en los tipos de cambio, tasas de interés o precios de mercado del crudo, puedan afectar negativamente el valor de los activos financieros de la Compañía, pasivos o flujos de efectivo esperados. La Administración sigue una serie de guías y procedimientos basados en la centralización del manejo de las funciones de tesorería.

Riesgo de cambio: Debido a sus operaciones, la Compañía no está expuesta al riesgo de cambio resultante de la exposición de varias monedas ya que las transacciones en su mayoría son en la moneda funcional.

Riesgo de tasas de interés: El riesgo de tasa de interés para la Compañía surge de su endeudamiento. El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16% al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos. La política de la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16% es mantener el 100% de su endeudamiento en instrumentos que devengan tasas fijas.

Con respecto a las inversiones registradas equivalentes de efectivo, la Compañía coloca sus excedentes de efectivo en instituciones de reconocida solvencia, que ofrecen mejores rendimientos tomando en consideración su calificación de riesgo. El objetivo de la Administración es tratar de mantener constante el valor de estos excedentes hasta el momento en que sean requeridos de acuerdo a su negocio y operaciones.

(b) Concentración del riesgo crediticio

Los activos financieros de la Compañía potencialmente expuestos a concentraciones de riesgo crediticio consisten principalmente en depósitos en entidades financieras y créditos por ventas.

Respecto a los depósitos en entidades financieras, la Compañía reduce su exposición a concentraciones significativas de riesgo crediticio manteniendo sus depósitos y colocando sus inversiones en efectivo en diferentes entidades financieras de primera línea.

La Compañía mantiene su efectivo y equivalente de efectivo en instituciones financieras con las siguientes calificaciones:

Entidad Financiera	Calificación
Banco Pichincha C.A.	AAA-
Citibank N.A. (Sucursal Ecuador)	AAA
Citibank N.A. New York	AAA
Banco de Guayaquil S.A.	AAA-

El riesgo relacionado a crédito se disminuye pues el único cliente para la Compañía es el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, con quien mantiene una política de crédito establecida contractualmente de hasta 60 días, misma que ha sido cumplida sin demoras.

El contrato modificatorio a contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Ancón adicionalmente estipula que si el ingreso disponible del contrato no es suficiente para cubrir el pago de la tarifa para campos en producción, el saldo faltante mensual se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente, sin intereses hasta que sea cancelado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Con la terminación del contrato si existieran montos acumulados resultado a favor de la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16% aún no cancelados, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables quedará liberado de obligación y las diferencias no serán pagadas a la Asociación según lo estipulado en el contrato.

Debido a la caída de los precios del petróleo, el cobro de la tarifa por servicios se realizó en forma parcial, lo que generó la acumulación del pago de la misma por un monto de US$3,262,294 (2018: US$1,134,838), conforme a lo estipulado en la cláusula 15.6 del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Gustavo Galindo Velasco. Por este motivo, al 31 de diciembre del 2019, la Asociación, en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, dejó registrado como ingreso del período, el monto efectivamente cobrado al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos).

(c) Riesgo de liquidez

La estrategia financiera de la Compañía busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones en caso de requerirlo. Durante los períodos presentados, la Compañía ha contado con flujos de fondos derivados exclusivamente de sus operaciones.

La Compañía tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo, con vencimiento de no más de tres meses desde la fecha de compra.

El cuadro a continuación analiza los pasivos financieros no derivados de la Compañía. Los montos revelados en el cuadro son los flujos de efectivo no descontados:

Al 31 de diciembre del 2019	Menos de 1 año	Entre 2 y 5 años
Obligaciones Financieras	654,720	-
Proveedores y otras cuentas por pagar	388,316	-
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3,606,389	-
Al 31 de diciembre del 2018		
Obligaciones Financieras	162,209	652,267
Proveedores y otras cuentas por pagar	345,493	-
Cuentas por pagar a partes relacionadas	1,101,906	-

(d) Riesgo de capital

Los objetivos de la Compañía al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de la misma de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus socios, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

La Compañía monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento.

Este ratio se calcula como la deuda neta dividida entre el capital total. La deuda neta se calcula como el total de los recursos ajenos (incluyendo cuentas por pagar a proveedores y, compañías relacionadas) menos el efectivo. El capital total se calcula como el "patrimonio neto" más la deuda neta

	2019	2018
Cuentas por pagar a proveedores	388,316	345,493
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	3,606,389	1,101,906
Obligaciones financieras	654,720	814,476
Menos: Efectivo	(152,020)	(562,713)
Deuda neta	4,497,405	1,699,162
Total patrimonio neto	1,695,919	5,251,681
Capital total	6,193,324	6,950,843
Ratio de apalancamiento	**73%**	**24%**

Durante el ejercicio del 2019 la estrategia de la Compañía no ha variado respecto al 2018 y continúa con la financiación con fondos propios y de terceros. La variación corresponde principalmente a las provisiones que la Compañía mantenía al cierre del ejercicio económico y a la repartición de dividendos a favor de su casa Matriz (Nota 17).

5. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

5.1. Categorías de instrumentos financieros

A continuación, se presentan los valores en libros de cada categoría de instrumentos financieros al cierre de cada ejercicio:

	Al 31 de diciembre del 2019		Al 31 de diciembre del 2018	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Activos financieros medidos al costo amortizado				
Efectivo y equivalentes de efectivo	152,020	-	562,713	-
Clientes y otras cuentas por cobrar	351,687	-	355,298	-
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	486	-	1,226,164	-
Inversiones al costo amortizado	715,684	-	-	674,474
Total activos financieros	1,219,877	-	2,144,175	674,474
Pasivos financieros medidos al costo amortizado				
Obligaciones financieras	654,720	-	162,209	652,267
Proveedores y otras cuentas por pagar	388,316	-	345,493	-
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3,606,389	-	1,101,906	-
Total pasivos financieros	4,649,425	-	1,609,608	652,267

5.2. Valor razonable de instrumentos financieros

El valor en libros de cuentas por cobrar, efectivo y equivalente de efectivo, cuentas por pagar y obligaciones financieras se aproxima al valor razonable debido a la naturaleza de corto plazo de estos instrumentos.

6. INGRESOS POR PRESTACIÓN DE SERVICIOS

Incluye los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios firmados con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (antes Secretaría de Hidrocarburos), mismos que corresponden al 16% de participación en la Asociación. Un resumen es como sigue:

	2019	2018
Ingresos por servicios	2,832,588	2,992,182
Ventas por facturar	247,185	323,418
Acumulación tarifa (1)	(521,967)	(181,574)
	2,557,806	3,134,026

(1) Corresponde a la acumulación de la tarifa no cobrada al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, monto que será recuperado una vez que el precio del barril de petróleo se encuentre en niveles suficientes para cubrir dicha acumulación.

7. COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES

Los costos y gastos operacionales agrupados de acuerdo a su naturaleza son los siguientes:

	Costos de operación	Gastos generales y administrativos	Total
2019			
Costos laborales	717,390	87,425	804,815
Amortizaciones y depreciaciones	443,437	-	443,437
Suministros y materiales de la operación	205,222	-	205,222
Servicios de alquiler	135,608	39,345	174,953
Actividades no exitosas	1,315,925	-	1,315,925
Otros costos	205,688	-	205,688
Mantenimiento	99,865	33,870	133,735
Seguros	34,632	-	34,632
Medio ambiente	88,847	-	88,847
Impuestos no recuperables	26,283	165,082	191,365
Representación legal	-	48,000	48,000
Servicios administrativos y gerenciales	-	109,645	109,645
Otros gastos	6,522	53,076	59,598
	3,279,419	536,443	3,815,862

2018			
Costos laborales	756,343	151,920	908,263
Amortizaciones y depreciaciones	447,721	-	447,721
Suministros y materiales de la operación	234,574	-	234,574
Servicios de alquiler	139,129	39,470	178,599
Otros costos	183,313	-	183,313
Actividades no exitosas		-	-
Mantenimiento	96,028	21,637	117,665
Seguros	35,745	-	35,745
Medio ambiente	40,871	-	40,871
Impuestos no recuperables	25,786	91,794	117,580
Representación legal	-	48,000	48,000
Servicios administrativos y gerenciales	-	74,842	74,842
Otros gastos	5,710	52,818	58,528
	1,965,220	480,481	2,445,701

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Un resumen del efectivo y equivalentes del efectivo es como sigue:

	2019	2018
Efectivo en caja	416	256
Bancos	151,604	562,457
	152,020	562,713

9. CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Un resumen de clientes y otras cuentas por cobrar es como sigue:

	2019	2018
Ministerio de Energía y Recuersos Naturales No Renovables (1)	350,228	355,298
Otros	1,459	-
	351,687	355,298

(1) El saldo presentado incluye: i) Retenciones en la fuente de Impuesto al Valor Agregado - IVA desde agosto a octubre del 2018 no pagados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables al 31 de diciembre del 2018 por un monto de US$57,540 que fue cobrado en su totalidad en el año 2019, (ii) Valores por acumulación de tarifa que corresponden a años anteriores por un monto de US$109.767 y (iii) Valores pendientes de recuperar por la prestación de servicios de los meses de noviembre y diciembre a la Secretaría de Hidrocarburos por un monto US$298.001 (2018: US$297,757), los cuales a la fecha de preparación de estos estados financieros han sido cedidos a HRFS Financial Services SA. de acuerdo con lo mencionado en la Nota 17.

10. IMPUESTOS POR RECUPERAR

Un resumen de impuestos por recuperar es como sigue:

	2019	2018
Crédito Tributario de Impuesto a la Renta (1)	448,835	290,818
Crédito Tributario de Impuesto al Valor Agregado IVA (2)	845,434	570,931
	1,294,269	861,749

(1) Incluye: (i) Retenciones en la fuente de impuesto a la renta de años anteriores por US$290,818 (2018: US$127,396) y (ii) Retenciones en la fuente de impuesto a la renta año corriente por US$158,017 (2018: US$163,422).

(2) Incluye: (i) Retenciones de Impuesto al valor agregado por US$833,137 (2018: US$534,913) y (ii) Crédito tributario por Impuesto al Valor Agregado por US$12,297 (2018: US$36,018).

11. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	2019	2018
Petróleo crudo (1)	17,958	24,541
Repuestos, materiales y otros	768,371	783,343
	786,329	807,884
Provisión por deterioro de inventarios (2)	(299)	(39,598)
	786,030	768,286

(1) Corresponde a petróleo crudo en tanques de almacenaje, líneas de flujo y oleoductos secundarios.

(2) El movimiento de la provision de obsolescencia de inventarios, es el siguiente:

	2019	2018
Saldo al 1 de enero	39,598	39,598
Incrementos (gasto del año)	(39,299)	-
Saldo al 31 de diciembre	299	39,598

Los inventarios son reconocidos dentro de propiedad, planta y equipos y/o en los costos de operación dependiendo del destino y/o uso que se dé a los mismos, fueron de aproximadamente US$544,414 (2018: US$400,425).

12. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPOS

El movimiento y los saldos de propiedad, planta y equipos se presentan a continuación:

	Inversiones de exploración adicional y producción	Obras en curso	Retiro de bienes	Activos fijos						Total
				Muebles y enseres	Equipo de computación	Equipo de comunicación	Vehículos	Maquinarias y Herramientas	Instalaciones	
Al 1 de enero de 2018										
Costo	12,300,345	2,704	112,792	20,629	28,902	6,521	133,204	153,769	90,946	12,849,812
Amortización y depreciación del año	(8,209,258)	-	(86,719)	(17,839)	(28,191)	(5,790)	(112,334)	(104,919)	(89,435)	(8,654,485)
Valor en libros	4,091,087	2,704	26,073	2,790	711	731	20,870	48,850	1,511	4,195,327
Movimientos 2018										
Adiciones	135,802	143,570	-	-	431	-	1,497	11,611	-	292,911
Actualización ARO	-	-	10,596	-	-	-	-	-	-	10,596
Transferencias	2,706	(2,706)	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización y depreciación retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización y depreciación del año	(425,493)	-	(2,741)	(769)	(258)	(219)	(4,504)	(13,468)	(269)	(447,721)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2018	3,804,102	143,568	33,928	2,021	884	512	17,863	46,993	1,242	4,051,113
Al 31 de diciembre de 2018										
Costo	12,438,853	143,568	123,388	20,629	29,333	6,521	134,701	165,380	90,946	13,153,319
Amortización y depreciación del año	(8,634,751)	-	(89,460)	(18,608)	(28,449)	(6,009)	(116,838)	(118,387)	(89,704)	(9,102,206)
Valor en libros	3,804,102	143,568	33,928	2,021	884	512	17,863	46,993	1,242	4,051,113
Movimientos 2019										
Adiciones (1)	1,280,697	-	-	1,599	193	-	12,469	2,583	-	1,297,541
Actualización ARO (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencias	143,568	(143,568)	-	-	-	-	-	-	-	-
Castigo actividades no exitosas (1)	(1,315,929)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,315,929)
Retiros	-	-	(12,010)	-	-	-	-	-	-	(12,010)
Amortización y depreciación retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización y depreciación del año	(420,033)	-	(3,716)	(709)	(414)	(206)	(5,301)	(12,789)	(269)	(443,437)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2018	3,492,405	-	18,202	2,911	663	306	25,031	36,787	973	3,577,278
Al 31 de diciembre de 2019										
Costo	12,547,189	-	111,378	22,228	29,526	6,521	147,170	167,963	90,946	13,122,921
Amortización y depreciación del año	(9,054,784)	-	(93,176)	(19,317)	(28,863)	(6,215)	(122,139)	(131,176)	(89,973)	(9,545,643)
Valor en libros	3,492,405	-	18,202	2,911	663	306	25,031	36,787	973	3,577,278

(1) El movimiento de las inversiones de exploración y producción corresponde principalmente a los trabajos de perforación de los Morrillos 17 y 15 por un monto de US$1,287,955, monto que se dio de baja de las inversiones de exploración adicional y producción por considerarse actividades no exitosas del año 2019. Se adquirió un equipo de subsuelo por un monto de US$50,308, overhaul motores de generación por un monto de US$22,163, adquisición de herramientas de pulling por un monto de US$4,921, overhaul tornillo por un monto de US$4,859, mantenimiento servicios eléctricos mayores por un monto de US$3,996, construcción de dos tanques de 250bls por un monto de US$13,747, facilidades de mantenimiento y producción por un monto de US$7,041 y mantenimiento planta eléctrica por un monto de US$1,305. En adición durante el 2019 se reclasificaron a actividades no exitosas de años anteriores, las inversiones que formaban parte de construcciones en curso por un monto de US$27,970.

(2) Durante el año 2019, la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16% efectuó una actualización de esta obligación considerando la fecha de terminación del contrato mencionado en la Nota 1. La obligación futura estimada por la Asociación fue descontada a una tasa del 9.04%. La Administración espera utilizar esta obligación durante los últimos doce meses de la terminación del contrato.

Las inversiones de exploración y producción están sujetas a revisión por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH (anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH). Si este Organismo eventualmente objetara tales inversiones, éstas podrían no formar parte de la amortización aceptada para fines del cálculo del Impuesto a la renta y participación de los trabajadores en las utilidades, una vez que dichas objeciones sean ratificadas por el SRI y aceptadas por la Administración de la Asociación, en la cual la Compañía participa con el 16%.

La ARCH ha auditado las operaciones del Bloque Gustavo Galindo Velasco llevadas por los años 1996 al 2018 y ha emitido los informes correspondientes hasta el año 2018 en los que concluye, principalmente, ciertos ajustes relacionados con las Inversiones, Ingresos Operacionales, Costos y Gastos. Las demandas de impugnación realizadas por la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, de acuerdo con el criterio de la Administración y sus asesores legales se encuentran en trámite y su resolución final es incierta.

13. INVERSIONES MEDIDAS AL COSTO AMORTIZADO

El saldo al 31 de diciembre, comprende:

	2019	2018
Banco Guayaquil (1)	715,684	674,474

(1) Representan certificados de depósitos que se devengaron a una tasa de interés del 7.75% (2018: 6.25%) anual, a un plazo de 504 días por renovación de la inversión. Durante el año 2019 se registraron US$41,978 (2018:US$34,474) por concepto de intereses ganados. La inversión fue pre cancelada con fecha 2 de abril del 2020 para el pago de la deuda que la Asociación mantenía con el Banco de Guayaquil por un monto de 4 millones. Dicha acción no generó disminución de la tasa de rendimiento.

14. ACTIVOS, PASIVOS Y RESULTADOS DE LA OPERACIÓN CONJUNTA

Los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos de la operación conjunta están incluidos en el estado de situación financiera y en el estado de resultados integrales de la siguiente forma:

2019	Participación Asociación 16%	Compañía	Total
ACTIVOS			
Efectivo y equivalentes de efectivo	147,537	4,483	152,020
Clientes y otras cuentas por cobrar	351,687	-	351,687
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	486	-	486
Anticipos a proveedores y otros	36,356	-	36,356
Impuestos por recuperar	1,294,269	-	1,294,269
Inventarios	786,030	-	786,030
Propiedades, plantas y equipos	3,577,278	-	3,577,278
Inversiones medidas al costo amortizado	715,684	-	715,684
Impuesto diferido	409,413	-	409,413
	7,318,740	4,483	7,323,223
PASIVOS			
Obligaciones financieras	654,720		654,720
Proveedores y otras cuentas por pagar	388,602	(286)	388,316
Cuentas por pagar a partes relacionadas	270,175	3,336,214	3,606,389
Beneficios a empleados	98,779	-	98,779
Impuestos por pagar	34,393	-	34,393
Obligación por beneficios definidos	733,330	-	733,330
Obligación por retiro de bienes	111,377	-	111,377
	2,291,376	3,335,928	5,627,304
PATRIMONIO	5,027,364	(3,331,445)	1,695,919
Ingresos por prestación de servicios	2,557,806	-	2,557,806
Costos de operación	(3,279,419)	-	(3,279,419)
Pérdida bruta	(721,613)	-	(721,613)
Gastos generales y administrativos	(416,937)	(119,506)	(536,443)
Pérdida operacional	(1,138,550)	(119,506)	(1,258,056)
Gastos financieros	(96,935)	(10)	(96,945)
Ingresos financieros	44,151	-	44,151
Otros ingresos	11,672	3,460	15,132
Pérdida antes de Impuesto a la renta	(1,179,662)	(116,056)	(1,295,718)
Impuesto a la renta	321,580	-	321,580
Pérdida neta	(858,082)	(116,056)	(974,138)
Otros resultados integrales			-
Ganancias por cambios en premisas actuariales	18,994	-	18,994
Pérdida neta y resultado integral del año	(839,088)	(116,056)	(955,144)

PETROLEOS ANDINOS S.A. ANDIPETROLEOS

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2019
(Expresado en dólares estadounidenses)

2018	Participación Asociación 16%	Compañía	Total
ACTIVOS			
Efectivo y equivalentes de efectivo	550,875	11,838	562,713
Clientes y otras cuentas por cobrar	355,298	-	355,298
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,226,164	-	1,226,164
Anticipos a proveedores y otros	39,147	-	39,147
Impuestos por recuperar	861,749	-	861,749
Inventarios	768,286	-	768,286
Propiedades, plantas y equipos	4,051,113	-	4,051,113
Inversiones medidas al costo amortizado	674,474	-	674,474
Impuesto diferido	87,833	-	87,833
	8,614,939	11,838	8,626,777
PASIVOS			
Obligaciones financieras	162,209	-	162,209
Proveedores y otras cuentas por pagar	341,496	3,997	345,493
Cuentas por pagar a partes relacionadas	479,310	622,596	1,101,906
Beneficios a empleados	114,943	-	114,943
Impuestos por pagar	44,007	15	44,022
Obligaciones financieras L/P	652,267	-	652,267
Obligación por beneficios definidos	830,868	-	830,868
Obligación por retiro de bienes	123,388	-	123,388
	2,748,488	626,608	3,375,096
PATRIMONIO	5,866,451	(614,770)	5,251,681
Ingresos por prestación de servicios	3,134,026	-	3,134,026
Costos de operación	(1,965,220)	-	(1,965,220)
Utilidad bruta	1,168,806	-	1,168,806
Gastos generales y administrativos	(444,774)	(35,707)	(480,481)
Utilidad operacional	724,032	(35,707)	688,325
Gastos financieros	(63,730)	(10)	(63,740)
Ingresos financieros	55,140	-	55,140
Otros ingresos	4,015	-	4,015
Utilidad antes de Impuesto a la renta	719,457	(35,717)	683,740
Impuesto a la renta	(341,062)	-	(341,062)
Utilidad neta	378,395	(35,717)	342,678
Otros resultados integrales		-	-
Ganancias por cambios en premisas actuariales	76,070	-	76,070
Utilidad neta y resultado integral del año	378,395	(35,717)	418,748

15. OBLIGACIONES FINANCIERAS

El saldo al 31 de diciembre, comprende:

Institución	2019		2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Banco Guayaquil (1)	640,000	-	160,000	640,000
Intereses por pagar	14,720	-	2,209	12,267
	654,720	-	162,209	652,267

(1) Con fecha 16 de julio del 2018 se contrata con Banco Guayaquil un préstamo por un monto de US$4,000,000; a una tasa de interés anual del 7.50%; plazo de 990 días. El destino de este crédito estuvo relacionado directamente para la ejecución de inversiones. En el año 2019 el banco reajustó la tasa al 9%. Con fecha 2 de abril del 2020, la obligación fue pre-cancelada en su totalidad con la inversión que la Asociación, en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, mantenía en esta entidad por el mismo monto.

16. PROVEEDORES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de proveedores y otras cuentas por pagar es como sigue:

	2019	2018
Proveedores locales (1)	257,813	260,066
Facturas por recibir	130,503	85,427
	388,316	345,493

(1) El saldo de proveedores locales, a diciembre del 2019, incluye principalmente los servicios de perforación del mes de diciembre, montos que fueron cancelados durante el primer trimestre del 2020. En diciembre del 2018, se realizaron trabajos previos para la perforación, como la adquisición de tubería, accesorios para corrida de tubería/casing para superficie en perforación, cuyos pagos quedaron pendientes al cierre del ejercicio fiscal. Durante el primer trimestre del 2019 estos montos fueron cancelados.

17. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

El siguiente es un resumen de las principales transacciones realizadas durante los años 2019 y 2018 con compañías y partes relacionadas. Se incluye bajo la denominación de compañías relacionadas a las compañías bajo control común:

Servicios	Transacción	2019	2018
Equipeninsula S.A.	Renta de vehículos y maquinaria	124,292	127,346
Equipeninsula S.A.	Arriendos y alquileres	26,390	26,390
Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol (1)	Servicios administrativos y técnicos	44,138	43,734
Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol (1)	Representación legal y operador	48,000	48,000
Fundación Ancón Península	Donaciones efectuadas y reembolso de gastos	4,800	4,803
Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A.	Servicios gerenciales	103,597	50,823
		351,217	301,096

Composición de los saldos con entidades relacionadas al 31 de diciembre:

Cuentas por cobrar	Relación	2019	2018
HR Financial Services Ltd. (2)	Comercial	-	1,024,963
Consorcio Petrobell S.A. - Grantmining S.A. (3)	Comercial	351	200,901
Fundación Ancón Peninsula	Comercial	24	3
Equipeninsula S.A.	Comercial	111	297
		486	1,226,164
Cuentas por pagar			
Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol (1) y (4)	Accionista	219,399	172,815
Equipeninsula S.A.	Comercial	21,819	21,160
Seog Oil & Gas S.A.	Accionista	332	327
Consorcio Petrobell S.A. - Grantmining S.A.	Comercial	28,957	172,335
Petrosynergy Inc. (5)	Comercial	3,335,882	735,269
		3,606,389	1,101,906

(1) Tal como se menciona en la Nota 1, Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol se desempeña como operador y representante legal de la Asociación, servicio por el cual facturó US$48,000 (2018: US$48,000), asimismo, durante el año 2019 facturó servicios técnicos por US$44,138 (2018: US$43,734).

(2) Mediante oficio No. 2216 SH-SCH-ULG-2011 del 14 de julio de 2011 la Secretaría de Hidrocarburos aceptó la designación como tercer beneficiario a la Compañía HRFS Financial Services SA. para que conforme a los términos del contrato modificatorio mencionado en la Nota 2, reciba el crudo correspondiente al pago en especie del servicio recibido bimestralmente.

(3) Incluye un monto por US$1,253,641 que la Asociación, en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%, cedió al Consorcio Petrobell S.A. – Grantmining S.A., para compensar obligaciones tributarias de este último, conforme al Acuerdo Transaccional efectuado entre la

Asociación y el Ministerio de Energía, dentro del proceso de remisión tributaria. El valor fue cancelado en su totalidad durante el primer trimestre del 2019. Andipetróleos participa en el 16%.

(4) Saldos correspondientes a dividendos a favor de los socios de la operación conjunta del Bloque Gustavo Galindo Velasco, de los cuales, durante el año 2019, la Asociación canceló US$299,000 a Seog Oil & Gas Sociedad Anónima y US$113,000 a Petróleos Andinos S.A. (2018: Seog Oil & Gas Sociedad Anónima US$60,000 y Petróleos Andinos US$30,000).

(5) Mediante Acta de Junta General de Accionistas, con fecha de 30 de diciembre de 2019, Petróleos Andinos S.A. Andipetroleos decretó dividendos por US$2,600,618 a favor de sus accionistas Petrosynergy S.A. y SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA.

Excepto por lo mencionado en los numerales (1) a (2) anteriores, los saldos por cobrar y por pagar a entidades relacionadas y accionistas no devengan intereses y no tienen plazos definidos de cobro y/o pago, pero se estiman cobrar y/o cancelar en el corto plazo.

Remuneraciones de personal clave de la gerencia

El personal clave de la gerencia de la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 16%, está conformado por personal que se encuentra en relación de dependencia de dicha entidad y adicionalmente de su compañía relacionada el Consorcio Petrobell S.A. - Grantmining S.A. y comprende Director de Operaciones, y gerentes de diferentes áreas de apoyo. Durante el 2019, la Compañía pagó la suma de US$40,496 (2018: US$50,823) por concepto de servicios gerenciales, incluidos en los estados de resultados integrales adjuntos.

18. PROVISIONES

Composición y movimiento:

	Saldo inicial	Incrementos	Pagos y/o utilizaciones	Saldo final
2019				
Pasivos corrientes				
Beneficios a empleados (1)	114,943	1,321,886	(1,338,050)	98,779
Impuestos por pagar (2)	44,022	162,179	(171,808)	34,393
Pasivos no corrientes				
Obligaciones por beneficios definidos (3)	830,868	164,116	(261,654)	733,330
2018				
Pasivos corrientes				
Beneficios a empleados (1)	141,728	976,642	(1,003,427)	114,943
Impuestos por pagar (2)	36,207	517,651	(509,836)	44,022
Pasivos no corrientes				
Obligaciones por beneficios definidos (3)	838,764	88,607	(96,503)	830,868

(1) Incluye principalmente décimo tercer, cuarto sueldos y terceros por pagar por US$13,266 (2018: US$16,870), fondos de reserva por US$1,073 (2018: US$1,573), vacaciones por US$65,482 (2018: US$76,642), aportes al

IESS por US$7,621 (2018: US$9,973), préstamos quirografarios por US$7,571 (2018: US$7,329), otros descuentos por US$2,385 (2018: US$2,556) y sueldos por pagar US$1,381.

(2) Incluye: (i) Retenciones en la fuente de Impuesto a la Renta e Impuesto al Valor Agregado por US$8,667 (2018: US$11,344), y (ii) Contribución para la Investigación Científica y Tecnológica por US$25,726 (2018: US$32,678).

(3) Incluye (i) US$442,395 (2018: US$496,572) de provisión laboral por terminación contractual, (ii) US$96,134 (2018: US$112,734) de provisión bonificación por desahucio, y; (iii) US$194,801 (2018: US$221,562) por jubilación patronal de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.11. En el mes de abril del 2020, por la situación de Fuerza Mayor mencionada previamente en este informe, la Asociación, en la que la Compañía mantiene una participación del 16%, concluyó la relación laboral con 144 colaboradores, alcanzando una negociación para el pago de dichos beneficios, con 93 de ellos. Los principales supuestos actuariales usados fueron los siguientes:

	2019	2018
Tasa de descuento	2.99%	4.30%
Tasa de incremento salarial	1%	2%
Tasa de incremento de pensiones	2%	2%
Tasa de mortalidad e invalidez (a)	TM IESS 2002	TM IESS 2002
Tasa de rotación	9.51%	6.60%
Vida laboral promedio remanente (años)	6.73	7.03

(a) Corresponden a las tablas de mortalidad publicadas por el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social en el año 2002.

El movimiento de la provisión para la jubilación patronal, desahucio y provisión laboral por terminación contractual en el pasivo ha sido el siguiente:

	Jubilación		Desahucio		Terminación contractual		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Al 1 de enero	221,561	220,481	112,735	113,719	496,572	504,564	830,868	838,764
Costo laboral por servicios actuariales	29,839	22,400	7,000	7,114	24,871	25,050	55,504	54,564
Costo financiero	9,813	9,048	4,874	4,597	21,473	20,398	36,160	34,043
Pérdidas /(ganancias) actuariales ORI	(7,056)	(7,024)	2,980	1,931	38,432	6,414	34,356	1,321
Transferencia de empleados desde/(hacia) otras empresas del Grupo	-	(16,920)	-	(9,835)	-	(44,212)	-	(70,967)
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	(53,351)	(6,424)	-	-	-	-	(53,351)	(6,424)
(Beneficios pagados)	-	-	(31,455)	(4,791)	(138,752)	(15,642)	(170,207)	(20,433)
Al 31 de diciembre	194,800	221,561	96,134	112,735	442,396	496,572	733,330	830,868

Los importes reconocidos en las cuentas de resultados son los siguientes:

	Jubilación		Desahucio		Terminación contractual		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Costos por servicios corrientes	23,833	22,400	7,000	7,114	24,671	25,050	55,504	54,564
Costos por intereses	9,813	9,048	4,874	4,597	21,473	20,398	36,160	34,043
	33,646	31,448	11,874	11,711	46,144	45,448	91,664	88,607

Los importes reconocidos en otros resultados integrales son los siguientes:

	Jubilación		Desahucio		Terminación contractual		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Transferencia de empleados desde/(hacia) otras empresas del Grupo	-	(16,920)	-	(9,835)	-	(44,212)	-	(70,967)
Pérdidas actuariales - ORI	(60,407)	(13,448)	2,981	1,931	38,432	6,414	(18,994)	(5,103)
	(60,407)	(30,368)	2,981	(7,904)	38,432	(37,798)	(18,994)	(76,070)

19. OBLIGACION POR RETIRO DE BIENES

El movimiento de la obligación por retiro de bienes es como sigue:

	2019	2018
Saldo al 1 de enero	123,388	112,792
Intereses financieros del año cargados a resultados	(12,011)	10,596
Saldo al 31 de diciembre	111,377	123,388

Durante el año 2019, la Asociación efectuó una actualización de esta obligación considerando la fecha de terminación del contrato mencionado en la Nota 1. El monto estimado por la Asociación de la obligación futura es de US$264,640 (2018: US$312,340) la cual fue descontada a una tasa del 9.04%. La Administración espera utilizar esta obligación durante los últimos doce meses de la terminación del contrato.

20. IMPUESTOS

20.1 Impuestos a la renta

La composición del gasto Impuesto a la renta recuperar es como sigue:

	2019	2018
Impuesto a la renta corriente años anteriores	-	355,841
Impuesto a la renta diferido	(321,580)	(14,779)
	(321,580)	341,062

20.2 Conciliación contable - tributaria del Impuesto a la renta corriente

A continuación, se detalla la determinación del Impuesto a la renta corriente sobre los años terminados al 31 de diciembre:

	2019	2018
Utilidad del año antes de Impuesto a la renta	(1,295,718)	683,740
Otros resultados integrales	18,994	76,070
	(1,276,724)	759,810
Menos - Efectos Remisión 2018 (1)	-	(1,002,970)
Más - Gastos no deducibles (2)	1,252,249	129,657
Base imponible	(24,475)	(113,503)
Tasa impositiva (%)	25%	28%
Impuesto a la renta corriente	-	-
Impuesto a la renta diferido (3)	(321,580)	(14,779)
Impuesto a la renta años anteriores (4)	-	355,841
	(321,580)	341,062

(1) Corresponde a: (i) Recuperación de tarifa durante el año 2018 por un monto de US$298,536; (ii) Acumulación de tarifa en los meses de enero, febrero, marzo, abril, junio, noviembre y diciembre de 2018 por un monto de US$1,134,838; (iii) Reverso del castigo de cartera por acumulación 2015 y 2016 por un monto de US$7,104,867. Andipetróleos participa en el 16%.

(2) Incluyen principalmente gastos no deducibles de la Asociación que le corresponden a la Compañía de acuerdo con la participación del 16% que mantiene en la misma.

(3) Ver Nota 20.6.

(4) El 21 de agosto del 2018, el gobierno publicó en el Registro Oficial Suplemento 309, la Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo y Estabilidad y Equilibrio Fiscal. Uno de los aspectos más importantes de esta ley fue el relacionado con la remisión de intereses, multas y recargos, dirigido a personas naturales y jurídicas que tuvieran deudas pendientes con el estado hasta el 2 de abril del 2018. La Asociación, luego de efectuar varios análisis y con el objetivo de acogerse a los beneficios derivados de esta normativa, incluida en la mencionada Ley, decidió cancelar el impuesto a la renta originado por la acumulación de la tarifa correspondiente a los años 2015, 2016 y 2017, para lo cual suscribió un Acuerdo Transaccional con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, con fecha 27 de diciembre, en cuyo numeral 3.1.1.a la letra manifiesta: "La Contratista presentará hasta el 28 de diciembre de 2018, las declaraciones sustitutivas de impuesto a la renta de los ejercicios 2015, 2016 y 2017, en las que se incluirá como ingresos gravables los valores correspondientes a la acumulación; y, por tanto, pagará, exclusivamente, el impuesto a la renta correspondiente de conformidad con lo que establece el SRI en la Absolución a la consulta mediante oficio No. 917012018OCON003705, detallada en el numeral 13 de los Antecedentes". La acumulación de tarifa de los referidos años suma un total de US$22,9 millones de dólares y el impuesto a la renta generado fue de US$5,1 millones, de los cuales se canceló US$2,282,810 de impuesto a la renta,

con la compensación del pago realizado contablemente se registró un gasto impuesto a la renta años anteriores por un monto de US$2,224,009. Es importante indicar que el año 2015 se registró un gasto impuesto a la renta por un monto de US$326,009 y en el año 2016 por un monto de US$95,357; valores que no deben ser considerados en el saldo de impuesto a la renta años anteriores.

Con el fin de poder reflejar estos movimientos en los respectivos años, y conforme al Acuerdo Transaccional y absolución de consulta emitida por el SRI mediante oficio de contestación No. 917012018OCON003705, la Asociación presentó declaraciones sustitutivas de impuesto a la renta por los años 2015, 2016 y 2017, incluyendo en cada ejercicio económico como ingreso, el valor total de la facturación efectuada al estado (tarifa por producción), así como la correspondiente cuenta por cobrar, en cada uno de los ejercicios económicos mencionados. Andipetróleos mantiene una participación del 16%.

20.3 Situación fiscal

La Compañía no ha sido fiscalizada desde la fecha de su constitución. A la fecha de emisión de estos estados financieros, los ejercicios fiscales 2017 a 2019, están sujetos a una posible fiscalización por parte de las autoridades tributarias.

20.4 Legislación sobre precios de transferencia

Las normas tributarias vigentes incorporan el principio de plena competencia para las operaciones realizadas con partes relacionadas. Por su parte el Servicio de Rentas Internas solicita se prepare y remita por parte de la Compañía un Anexo de operaciones con partes relacionadas siempre y cuando se hayan efectuado operaciones con sus compañías relacionadas domiciliadas en el exterior o locales en el mismo período fiscal y cuyo monto acumulado sea superior a US$3,000,000, y un informe de precios de transferencia, si tal monto es superior a US$15,000,000. Se incluye como partes relacionadas a las empresas domiciliadas en paraísos fiscales. Adicionalmente, exige que en su declaración de Impuesto a la Renta anual declare las operaciones de activos, pasivos, ingresos y egresos. La Administración de la Compañía con el apoyo de sus asesores tributarios, ha concluido que no existe impacto sobre la provisión de Impuesto a la renta del ejercicio 2019.

Aquellos contribuyentes con un impuesto causado superior al 3% de los ingresos gravados y que no tengan transacciones con paraísos fiscales o exploten recursos naturales están exentos de la referida normativa.

La Administración de la Compañía considera que: (i) basada en los resultados del estudio de precios de transferencias del 2018, el que concluyó que no existían ajustes a los montos de Impuesto a la renta de ese año y (ii) en el diagnóstico preliminar realizado con el apoyo de sus asesores tributarios, para las transacciones del 2019, ha concluido que no habrá impacto sobre la provisión de Impuesto a la renta del año 2019. El estudio final estará disponible en las fechas que requieran las autoridades tributarias.

20.5 Otros asuntos - Reformas tributarias

El 31 de diciembre del 2019 se publicó la "Ley Orgánica de Simplificación y Progresividad Tributaria" en el Primer Suplemento del Registro Oficial No. 111. Las principales reformas que introdujo el mencionado cuerpo legal son las siguientes:

- Se elimina el anticipo obligatorio de impuesto a la Renta, este podrá anticiparse de forma voluntaria, y será equivalente al 50% del impuesto a la Renta causado del ejercicio fiscal anterior, menos las retenciones en la fuente efectuadas en dicho ejercicio fiscal.

- Se crea una contribución única y temporal (2020, 2021 y 2022) para sociedades que hayan generado ingresos brutos superiores a 1 millón de dólares en el año 2018 de acuerdo con los siguientes niveles de ingresos: entre 1 y 5 millones impuesto del 0,10%; entre 5. y 10 millones impuesto del 0,15%; y, más de 10 millones impuesto del 0,20%. Esta contribución no puede ser utilizada como crédito tributario, ni como gasto deducible para la determinación y liquidación de otros tributos durante los años 2020, 2021 y 2022.

- Para que sean deducibles los intereses provenientes de créditos otorgados directa o indirectamente por partes relacionadas para sociedades que no sean bancos, compañías aseguradoras y entidades de la Economía popular y solidaria el monto total de interés neto no deberá ser mayor al 20% de la utilidad antes de la participación laboral, más intereses, depreciaciones y amortizaciones correspondientes al respectivo ejercicio fiscal.

- Se incluye un nuevo tratamiento tributario para la distribución de dividendos. Se considera como ingreso gravado el 40% del monto distribuido. Solo estarán exonerados los dividendos distribuidos a sociedades residentes en Ecuador.

- Los ingresos provenientes de actividades agropecuarias en la etapa de producción y/o comercialización local o que se exporten, podrán acogerse a un impuesto a la renta único en base a una tarifa progresiva del 0% al 1.8% para productores y venta local y del 1.3% al 2% para exportadores.

- Se considera ingreso de fuente ecuatoriana las provisiones efectuadas para atender el pago de jubilación patronales o desahucio que hayan sido utilizadas como gasto deducible conforme lo dispuesto en esta Ley y que no hayan sido efectivamente pagados a favor de los beneficiarios de tal provisión.

- Se entiende por domicilio de las personas jurídicas y de las sociedades nacionales y extranjeras que son sujetos pasivos del Impuesto de patentes municipales y metropolitanas, y del 1.5 por mil sobre los activos totales, al señalado en la escritura de constitución de la compañía, sus respectivos estatutos o documentos constitutivos, y para establecimiento, aquel o aquellos que se encuentren registrados como sucursales, agencias y/o establecimientos permanentes en el Registro Único de Contribuyentes, conforme la información reportada por el Servicio de Rentas Internas.

La administración de la Compañía informa que la contribución única y temporal no aplica, debido a que la Compañía durante el ejercicio fiscal 2018 no genero impuesto a renta causado y/o impuesto a la renta único.

20.6 Impuesto a la renta diferido

El análisis del Impuesto a la renta diferido es el siguiente:

	2019	2018
Impuesto a la renta diferido activo:		
Impuesto a la renta diferido activo que se recuperará después de 12 meses	409,413	87,833

El movimiento de la cuenta Impuesto a la renta diferido es el siguiente:

Al 1 de enero del 2018	73,054
Crédito a resultados por Impuesto a la renta diferido	14,779
Al 31 de diciembre del 2018	87,833
Cargo a resultados por Impuesto a la renta diferido	321,580
Al 31 de diciembre del 2019	409,413

El movimiento del Impuesto a la renta diferido sin considerar compensación es el siguiente:

	Inversiones de expiración yproduccion	Abandono de pozos	Jubilación patronal	Provisiones Termianción contrato	Desahucio	Contribución tecnológica	Total
Al 1 de enero de 2018	(82,351)	63,051	25,148	60,487	-	6,719	73,054
Crédito (débito) a resultados	12,375	(6,867)	6,839	-	-	2,432	14,779
Al 31 de diciembre del 2018	(69,976)	56,184	31,987	60,487	-	9,151	87,833
Crédito (débito) a resultados	333,586	(11,505)	4,984	(6,481)	3,714	(2,718)	321,580
Al 31 de diciembre del 2019	263,610	44,679	36,971	54,006	3,714	6,433	409,413

La relación entre el gasto por Impuesto a la renta y la utilidad antes de impuestos de los años 2019 y 2018 se muestra a continuación:

	2019	2018
(Pérdida) / Utilidad del año antes de impuestos	(1,295,718)	683,740
Tasa impositiva vigente (%)	25%	28%
Impuesto a la renta a la tasa vigente	-	191,447
Efecto fiscal de los ingresos exentos / gastos no deducibles al calcular la ganancia fiscal	-	(191,447)
Impuesto a la renta cargado a resultados	-	-
Impuesto a la renta años anteriores	-	355,841
Efecto de diferencias temporales	(321,580)	(14,779)
Impuesto a la renta cargado a resultados	(321,580)	341,062
Tasa efectiva	-25%	-50%

21 CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Compañía al 31 de diciembre del 2019 y 2018 comprende 500,000 acciones ordinarias de valor nominal de US$1 cada una.

22 RESERVA LEGAL

De acuerdo con la legislación vigente, la Compañía debe apropiar por lo menos el 10% de la utilidad neta del año a una reserva legal hasta que el saldo de dicha reserva alcance el 50% del capital suscrito. La reserva legal no está disponible para distribución de dividendos, pero puede ser capitalizada o utilizada para absorber pérdidas.

23 RESULTADOS ACUMULADOS

Reserva de Capital: Este rubro incluye los saldos que la Compañía registró como resultado del proceso de conversión de los registros contables de sucres a dólares estadounidenses realizado por exigencia legal al 31 de marzo de 2000. De acuerdo con disposiciones legales vigentes, el saldo acreedor de esta reserva podrá capitalizarse en la parte que exceda las pérdidas acumuladas y las del último ejercicio económico concluido, si las hubiere; utilizado para absorber pérdidas; o devuelto en el caso de liquidación de la Asociación en la cual la Compañía mantiene una participación del 16%. El saldo de esta cuenta se reclasificó a resultados acumulados al momento de adopción de NIIF.

Resultados acumulados - Ajustes provenientes de la adopción por aplicación inicial de NIIF: De acuerdo a lo establecido por la Superintendencia de Compañías los ajustes de adopción por primera vez de las NIIF, se registran en los resultados acumulados en la subcuenta denominada "Para aplicación inicial de NIIF", separada del resto de los resultados acumulados y su saldo acreedor solo podrá ser capitalizado en la parte que exceda al valor de las pérdidas acumuladas y las del último ejercicio económico

concluido, si las hubieren utilizado en absorber pérdidas o devuelto en el caso de liquidación de la Asociación.

24 EVENTOS POSTERIORES

Entre el 31 de diciembre del 2019 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron eventos que, en la opinión de la Administración de la Asociación, pudieran tener un efecto significativo sobre dichos estados financieros, que no se hayan revelado en los mismos. Sin embargo, los estados financieros de la Asociación deben ser leídos a la luz de las circunstancias descritas en la Nota 1.

* * * * *