PETROLEOS DEL PACIFICO S.A.
PACIFPETROL

ESTADOS FINANCIEROS

31 DE DICIEMBRE DEL 2016

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

pwc

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los accionistas

Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol

Quito, 29 de mayo del 2017

Opinión calificada

Hemos auditado los estados financieros que se acompañan de Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol, que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2016 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 descritos en los párrafos *"Fundamentos de la opinión calificada"* los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales la situación financiera de Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol al 31 de diciembre del 2016 y 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 1 y 10, la Administración hace énfasis en el precio internacional de petróleo WTI y su impacto en la rentabilidad y la viabilidad futura de las operaciones de la Compañía. A la fecha de suscripción del contrato modificatorio número uno en el año 2013, el precio del barril de crudo fue de US$90 y a partir del año 2014, ha presentado fluctuaciones sustanciales hasta ubicarse en aproximadamente US$50 por barril. Esta situación no le permite a la Compañía tener la certeza suficiente sobre la información financiera proyectada que utiliza como respaldo para concluir que el monto activado de la cuenta Inversiones de exploración y producción al 31 de diciembre del 2016, por US$14,593,315, pueda ser recuperado a través de sus operaciones de mediano y largo plazo o sí, por el contrario, debiera registrar una pérdida por el deterioro del valor de dichas inversiones, por cuanto los valores registrados podrían eventualmente no ser recuperados. Los efectos de este asunto no han podido ser determinados.

En la Nota 1, se menciona que mediante escritura pública otorgada el 29 de diciembre del 2016 e inscrita el 30 de diciembre del 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. Por ende, los derechos que la Compañía mantenía en la Asociación pasaron del 46% al 56%. Al cierre del ejercicio 2016, la

Administración no ha logrado establecer los efectos contables e impositivos que se originan en esta adquisición de derechos, en vista de que, conforme a lo mencionado en el párrafo anterior, existe una incertidumbre sobre la posible recuperación o no de las Inversiones de exploración y producción registradas al 31 de diciembre del 2016 en los estados financieros de la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56%. En estas circunstancias, no es posible determinar el monto de los eventuales ajustes, si los hubiere, que podrían establecerse cuando la Administración complete el análisis de esta transacción.

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.

Independencia

Somos independientes de Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol 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.

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"*.

Responsabilidades de la Administración de la Compañía por los estados financieros

La Administración de Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros adjuntos 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.

Responsabilidades 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 auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin

auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden llevar a que la Compañía no continúe como una empresa en funcionamiento.

- Evaluamos la 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 correspondientes de 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.

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

Carlos R. Cruz
Representante Legal
No. de Licencia Profesional: 25984

PETROLEOS DEL PACIFICO S.A. PACIFPETROL

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA
Al 31 DE DICIEMBRE DEL 2016
(Expresado en dólares estadounidenses)

	Nota	Al 31 de diciembre del 2016	Al 31 de diciembre del 2015	Al 1 de enero del 2015
ACTIVOS				
Activos corrientes				
Efectivo y equivalentes de efectivo	7	731,889	5,943,339	13,086,402
Clientes y otras cuentas por cobrar	8	2,977,902	2,325,971	2,776,878
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	14	4,270,332	2,582,417	4,641,589
Anticipos a proveedores y otros		469,716	172,624	197,019
Impuestos por recuperar	15	2,302,461	1,076,954	-
Inventarios	9	1,719,923	1,260,640	1,311,239
Total activos corrientes		12,472,223	13,361,945	22,013,127
Activos no corrientes				
Propiedad, planta y equipos	10	15,913,804	13,027,108	9,183,310
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	14	-	4,503,752	4,206,251
Impuesto diferido	17	250,438	261,497	443,890
Total activos no corrientes		16,164,242	17,792,357	13,833,451
Total activos		28,636,465	31,154,302	35,846,578

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

Nelson Vargas S.
Gerente General

Marcelo Mena
Contador

PETROLEOS DEL PACIFICO S.A. PACIFPETROL

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA
Al 31 DE DICIEMBRE DEL 2016
(Expresado en dólares estadounidenses)

	Nota	Al 31 de diciembre del 2016	(*) Al 31 de diciembre del 2015 (Reestablecido)	(*) Al 1 de enero del 2015 (Reestablecido)
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS				
Pasivos corrientes				
Préstamos bancarios	11	-	3,237,371	1,500,454
Proveedores y otras cuentas por pagar	13	1,161,475	1,044,118	966,566
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	14	1,565,657	736,224	2,148,853
Beneficios a empleados	15	669,361	479,775	1,456,094
Impuestos por pagar	15	139,347	143,597	235,327
Total pasivos corrientes		3,535,840	5,641,085	6,307,294
Pasivos no corrientes				
Préstamos bancarios		-	-	3,179,088
Obligaciones por beneficios definidos	15	2,535,266	1,949,754	3,406,884
Obligación por retiro de bienes	16	576,475	463,559	431,217
Total pasivos no corrientes		3,111,741	2,413,313	7,017,189
Total pasivos		6,647,581	8,054,398	13,324,483
PATRIMONIO				
Capital social		2,000,000	2,000,000	2,000,000
Reserva legal		1,000,000	1,000,000	1,000,000
Resultados acumulados		18,988,884	20,099,904	19,522,095
Total patrimonio		21,988,884	23,099,904	22,522,095
Total pasivos y patrimonio		28,636,465	31,154,302	35,846,578

(*) Ver Nota 2.2

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

Nelson Vargas S.
Gerente General

Marcelo Mena
Contador

PETROLEOS DEL PACIFICO S.A. PACIFPETROL

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2016
(Expresado en dólares estadounidenses)

	Nota	2016	(*) 2015 Reestablecido
Ingresos por prestación de servicios		8,948,883	8,629,589
Costos de operación	6	(6,406,810)	(6,687,057)
Utilidad bruta		2,542,073	1,942,532
Gastos administrativos	6	(2,231,306)	(1,589,949)
Utilidad operacional		310,767	352,583
Gastos financieros		(194,808)	(574,788)
Ingresos financieros		223,730	657,457
Otros ingresos		65,206	254,742
		94,128	337,411
Utilidad antes de Impuesto a la renta		404,895	689,994
Impuesto a la renta	17	(286,790)	(750,415)
Utilidad neta del año		118,105	(60,421)
Otros resultados integrales (Pérdidas) por cambios en permisas actuariales		(129,015)	638,230
Utilidad neta y resultado integral del año		(10,910)	577,809

(*) Ver Nota 2.2

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

Nelson Vargas S.
Gerente General

Marcelo Mena
Contador

PETROLEOS DEL PACIFICO S.A. PACIFPETROL

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2016
(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 de 2015	2,000,000	1,000,000	1,282,576	3,190,725	15,263,198	22,736,499
Efeto por la aplicación de la enmienda NIC 19	-	-	-	-	(214,404)	(214,404)
Saldos al 1 de enero de 2015	2,000,000	1,000,000	1,282,576	3,190,725	15,048,794	22,522,095
Pérdida del año	-	-	-	-	(60,421)	(60,421)
Otros resultados Integrales	-	-	-	-	638,230	638,230
Saldo al 31 de diciembre de 2015	2,000,000	1,000,000	1,282,576	3,190,725	15,626,603	23,099,904
Distribución de dividendos 2016	-	-	-	-	(4,502,501)	(4,502,501)
Utilidad neta	-	-	-	-	118,105	118,105
Otras resultados integrales	-	-	-	-	(129,015)	(129,015)
Saldos al 31 de diciembre de 2016	2,000,000	1,000,000	1,282,576	3,190,725	11,113,192	18,586,493
Incorporación de Patrimonio SMC	-	-	270,181	476,758	2,655,452	3,402,391
Saldos al 31 de diciembre de 2016	2,000,000	1,000,000	1,552,757	3,667,483	13,768,644	21,988,884

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

Nelson Vargas S.
Gerente General

Marcelo Mena
Contador

PETROLEOS DEL PACIFICO S.A. PACIFPETROL

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2016
(Expresado en dólares estadounidenses)

	Nota	2016	(*) 2015 (Reestablecido)
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad antes de Impuesto a la renta		404,895	689,994
Más (menos) - cargos (créditos) a resultados que no representan movimiento de efectivo:			
Amortización y depreciación	10	1,721,854	1,146,737
Provisión por retiro de bienes	16	112,916	32,342
Provisión por deterioro de inventarios	15	-	(26,359)
Incorporación SMC		3,402,391	-
Intereses préstamo bancario		-	21,258
Obligaciones por beneficios definidos	15	456,497	-
		6,098,553	1,863,972
Cambios netos en activos y pasivos:			
Clientes y otras cuentas por cobrar		(651,931)	450,907
Anticipos a proveedores y otros		(297,091)	24,395
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas		(1,687,914)	2,142,564
Impuestos por recuperar		(1,225,507)	(1,076,954)
Préstamos entidades relacionadas		4,503,752	-
Inventarios		(459,283)	76,958
Proveedores y otras cuentas por pagar		117,356	77,553
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		829,433	(1,496,021)
Beneficios a empleados		189,585	(976,319)
Beneficios definidos		-	(818,901)
Impuestos por pagar		(4,250)	(91,730)
Total cambios en activos y pasivos		1,314,150	(1,687,548)
Impuesto a la renta		(276,731)	(568,022)
Efectivo neto provisto por (utilizado en) las actividades de operación		7,136,972	(391,598)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Adiciones de propiedad, planta y equipos		(1,608,550)	(1,990,535)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		(1,608,550)	(1,990,535)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Efectivo utilizado en préstamos bancarios		(3,237,371)	(1,463,429)
Devolución aporte futuras capitalizaciones y dividendos pagados		(4,502,501)	(297,501)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento		(7,739,872)	(1,760,930)
Disminución en efectivo y equivalentes de efectivo		(5,211,450)	(7,143,063)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	7	5,943,330	13,086,402
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	7	731,880	5,943,339

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

Nelson Vargas S.
Gerente General

Marcelo Mena
Contador

1. INFORMACION GENERAL

La Compañía fue constituida el 7 de noviembre de 1996 e inscrita en el Registro Mercantil el 14 de noviembre de 1996 bajo la denominación de Mialsu S.A. La compañía Mialsu S.A. mediante escritura pública suscrita el 14 de mayo de 1997 ante el Notario Vigésimo Octavo del cantón Quito e inscrita el 2 de julio de 1997 en el Registro Mercantil del cantón Quito, cambió su denominación a Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol. Su principal actividad es la exploración y explotación de hidrocarburos y la prestación de servicios a entidades relacionadas.

El 15 de agosto de 2006 se efectuó un aumento de capital, reforma y codificación de estatutos de la compañía Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol, la misma que fue aprobada mediante Resolución No. 08.Q.IJ.001315 de 21 de abril de 2008 y emitida por la Superintendencia de Compañías, esta fue inscrita en el Registro Mercantil el 23 de junio de 2008.

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 Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol 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 56% en la Asociación Pacifpetrol S.A - Andipetróleos S.A. – Scog Oil and Gas S.A., (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 de 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 periodo 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 la Asociación CGC - SMC - Pacifpetrol - Andipetróleos - Santa Elena Oil and 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 S.A. Andipetróleos	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 Asociación CGC - SMC - Pacifpetrol - Andipetróleos - 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.	10%

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

El 15 de diciembre de 2008, mediante Decreto Ejecutivo 1486, publicado en el Registro Oficial No. 497 del 30 de diciembre de 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 SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol S.A. - Andipetróleos S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp, 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. A la fecha de preparación de este informe, la adquisición de la participación de SMC Ecuador Inc. fue concluida.

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%
Santa Elena Oil and Gas Corp. (Sucursal Ecuador)	28%
Petróleos Andinos Andipetróleos S.A.	16%

Los efectos de esta transacción se ven reflejados en el Estado de cambios en el patrimonio como "Incorporación de Patrimonio SMC"

Contrato modificatorio

Con fecha 27 de julio de 2011 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 de 2011, la Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol S.A. - Andipetróleos S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. 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 de 2011, y tiene una fecha de vigencia hasta el 27 de mayo de 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 por cada barril neto, producido y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la misma que se actualizó en el año 2016 a US$59.91 (2015: US$59.79). 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 2014, las Compañías SMC Ecuador Inc., Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol, Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos y Santa Elena Oil Gas Corp. 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 de 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 22 de enero de 2011.

Contratos de servicios técnicos especializados de IT y Representación Legal

En enero del 2014, se firmó el contrato entre la Asociación y Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol por la prestación de servicios técnicos especializados de IT, eu el cual se fijó un honorario anual de US$439,811 (2015: US$431,492). El plazo de vigencia de este coutrato 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 de 2016 US$300,000 y 2015 fueron de US$420,000.

Actividades de la Compañía

Durante el 2016, las actividades realizadas por la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56% en el Bloque Gustavo Galindo Velasco correspondieron principalmente a trabajos de punzados en pozos, fracturamiento hidraúlico en pozos, adquisición de repuestos para equipos y reparaciones mayores de equipos y facilidades y la realización de estudios de impacto ambiental necesarios para la perforación de pozos.

Durante el 2015, las actividades realizadas por la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56% en el Bloque Gustavo Galindo Velasco correspondieron principalmente a trabajos de toma de registros eléctricos y punzados en pozos, reparaciones mayores de equipos y facilidades y la realización de estudios de impacto ambiental necesarios para la perforación de pozos.

La producción fiscalizada del año en el Bloque Gustavo Galindo Velasco fue de 444,791 (2015: 433,165) barriles de petróleo crudo y gasolina.

Adicionalmente, durante los años 2016 y 2015, las actividades de la Compañía en el Ecuador básicamente consistieron en:

(i) brindar servicios de provisión de redes e IT, administrativos y de asistencia técnica a la Asociación, al Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A., Equipeninsula.

(ii) ejercer la representación legal y desempeñarse como Operador de la Asociación.

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.

Situación económica del país

Durante el 2016 la situación económica del país continua afectada por los bajos precios de exportación del petróleo, principal fuente de ingresos del Presupuesto General del Estado, así como también por la devaluación de otras monedas con respecto al Dólar de los Estados Unidos de América, moneda de uso legal eu el Ecuador, la cual tieue un impacto negativo en las exportaciones no petroleras del país. Adicionalmente el terremoto ocurrido en abril del 2016 ocasionó importantes daños en la infraestructura de ciertas provincias del litoral ecuatoriano y cuantiosas pérdidas económicas.

Las autoridades económicas con el fin de afrontar estas situaciones han diseñado diferentes alternativas, entre las cuales tenemos: priorización de las inversiones, incremento de la inversión extranjera a través de alianzas público-privadas con beneficios tributarios, disminución del gasto corriente, incremento temporal del impuesto al valor agregado, contribuciones tributarias extraordinarias a empresas y personas naturales, financiamiento del déficit fiscal mediante la emisión de bonos del Estado, obtención de financiamiento a través de organismos internacionales y gobiernos extranjeros (China), entre otras medidas. Así también, ha mantenido el esquema de restricción de importaciones a través de salvaguardas y derechos arancelarios con el fin de mejorar la balanza comercial, aspecto que se tenía previsto ir desmontando en el 2016; sin embargo resolvió diferir un año el cronograma de eliminación de las salvaguardas y dispuso que la fase de desmantelamiento se efectúe a partir de abril del 2017 hasta junio del 2017.

Para hacer frente a esta coyuntura de precios, la Administración de la Asociación ha adoptado las siguientes medidas: (i) reestructuración y optimización de los procesos orientados a incrementar la producción y mejorar la eficiencia en el uso de los recursos, (ii) negociación con principales proveedores para obtener mejores condiciones de precios y plazos de pago, (iii) manejo cuidadoso de costos a través de una reformulación del presupuesto y (iv) priorización de proyectos, entre otros. La adopción de estas medidas ha permitido a la Asociación generar flujos de caja positivos durante el año 2016, manteniendo el normal desarrollo de las operaciones. Los estados financieros adjuntos deben ser leídos a la luz de esta incertidumbre.

Precio del barril de crudo

Considerando que el precio del barril de crudo WTI a partir del año 2014 disminuyó a precios inferiores a los que permiten que la tarifa definida en el contrato sea pagada en un 100% por parte de la Secretaría de Hidrocarburos se aplicó la cláusula relacionada al pago en función del ingreso disponible. Esta define qué en caso de que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir con 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 la Secretaría de Hidrocarburos a la terminación del Contrato se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago.

Como consecuencia de lo mencionado, al cierre del ejercicio 2016, la Asociación acumuló un saldo de US$8.1 millones aproximadamente de tarifa no cobrada a la Secretaría de Hidrocarburos (2015 US$10.1 millones aproximadamente). Cabe mencionar que sobre dicho saldo no se 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.

Mientras se mantenga el escenario de precios deprimidos del crudo, la Asociación dependerá básicamente de su capacidad de generar flujos de caja positivos y del apoyo de los accionistas de las compañías que conforman la misma para generar oportunidades de negocio que permitan incrementar la producción de hidrocarburos en el Bloque. Para ello, la Administración de la Asociación se encuentra analizando diferentes opciones que le permitirán incrementar las reservas de crudo a través de un plan de inversiones que incluye la perforación de aproximadamente 80 pozos en zonas prospectivas, identificadas a través de la interpretación de los 170 km cuadrados de sísmica 3D que se ejecutó en el año 2014 y cuyos resultados se encuentran ya disponibles.

Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2016, han sido emitidos y aprobados para su emisión por el Gerente General con fecha 15 de mayo del 2017.

2. RESUMEN DE POLITICAS 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 2015 y aplicadas de manera uniforme a todos los años que se presentan en estos estados financieros.

2.1 Bases de preparación de estados financieros

Atendiendo al Oficio emitido por la Superintendencia de Compañías y Valores No. SCV-IRQ-DRICAI-SIC-14-49318735 del 8 de julio del 2014, los presentes estados financieros preparados sobre una base de Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, no consideraron los efectos de la aplicación de la Norma Internacional de Información Financiera 11 "Acuerdos Conjuntos", debido a que el oficio mencionado solicita a la Administración para efectos de control y cumplimiento, la presentación de información financiera con cifras antes de la distribución proporcional pertinente.

Los estados financieros 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 Reestablecimiento de saldos iniciales

La Asociación durante el 2016 adoptó la enmienda a la NIC 19 "Beneficios a los empleados" referente al cambio en la tasa de descuento utilizada para el cálculo de los beneficios post - empleo, por lo cual, la Administración, como se establece en la referida enmienda, procedió para efectos comparativos a reestructurar los estados financieros al 1 de enero del 2015 y 31 de diciembre de 2015 como se detalla a continuación:

Conciliación al 31 de diciembre del 2015:

	Saldos reportados previamente al 31 de diciembre del 2015	Enmienda NIC 19	Saldos restablecidos al 31 de diciembre del 2015
Pasivos no corrientes			
Obligación por beneficios definidos	2,153,834	(204,080)	1,949,754
Capital Social	2,000,000	-	2,000,000
Reserva legal	1,000,000	-	1,000,000
Resultados acumulados	19,895,824	204,080	20,099,904
	22,895,824	204,080	23,099,904

	Saldos reportados previamente al 31 de diciembre del 2015	Enmienda NIC 19	Saldos restablecidos al 31 de diciembre del 2015
Estado de resultados			
Gastos de administración	(2,008,433)	418,484	(1,589,949)

Conciliación al 1 de enero del 2015:

	Saldos reportados previamente al 1 de enero del 2015	Enmienda NIC 19	Saldos restablecidos al 1 de enero del 2015
Pasivos no corrientes			
Obligación por beneficios definidos	3,192,480	214,404	3,406,884
Resultados acumulados	22,736,499	(214,404)	22,522,095
Utilidad del año	-	-	-
	22,736,499	(214,404)	22,522,095

A la fecha de emisión de estos estados financieros, se han publicado enmiendas, mejoras e interpretaciones a las normas existentes que no han entrado en vigencia y que la Asociación no ha adoptado con anticipación.

Estas son de aplicación obligatoria a partir de las fechas indicadas a continuación:

Norma	Tema	Aplicación obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:
NIC 7	Las entidades deberán explicar los cambios en sus pasivos derivados de las actividades de financiación.	1de enero 2017
NIC 12	Las enmiendas aclaran la contabilización del impuesto diferido cuando un activo se mide a su valor razonable y ese valor razonable está por debajo de la base imponible del activo.	1de enero 2017
NIC 28	Enmiendas con respecto a la medición de una asociada o una empresa conjunta a valor razonable efectiva.	1de enero 2018
NIC 40	Enmiendas referentes a transferencias de propiedades de inversión.	1de enero 2018
NIIF 1	Enmiendas con respecto a la supresión de las exenciones a corto plazo para los adoptantes por primera vez con respecto a la NIIF 7, la NIC 19 y la NIIF 10.	1de enero 2018
NIIF 2	Las enmiendas aclaran cómo contabilizar determinados tipos de operaciones de pago basadas en acciones.	1de enero 2018
NIIF 4	Las enmiendas a la NIIF 4 "Contratos de seguros" relativos a la aplicación de la NIIF 9 (instrumentos financieros).	1de enero 2018
NIIF 9	Publicación de la norma "Instrumentos financieros", versión completa.	1de enero 2018
NIIF 12	Enmiendas con respecto a la clarificación del alcance de la norma.	1de enero 2017
NIIF 15	Publicación de la norma "Reconocimiento de los ingresos procedentes de los contratos con los clientes", esta Norma reemplazará a la NIC 11 y 18.	1de enero 2018
NIIF 16	Enmiendas relacionadas con la contabilidad de los arrendatarios y en el reconocimiento de cuitodos los arrendamientos en el balance general. La norma elimina la distinción actual entre los arrendamientos operativos y financieros.	1de enero 2019
IFRIC 22	Este IFRIC trata transacciones en moneda extranjera o partes de transacciones en las que existe una contraprestación denominada o tasada en una moneda extranjera.	1de enero 2018

La Compañía estima que la adopción de las enmiendas a las NIIF y las nuevas interpretaciones antes descritas, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros en el ejercicio desde su aplicación inicial.

2.2 Re-expresión de saldos iniciales

La Compañía aplicó retrospectivamente la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" vigente a partir del 1 de enero del 2014. Esto implicó que los estados financieros de la Compañía llevados hasta el 31 de diciembre del 2012 bajo el método de participación de acuerdo con NIC 31 "Participaciones en negocios conjuntos" sean re-expresados, considerando los principios contables enunciados en a NIIF 11 relacionados a operaciones conjuntas.

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 y depósitos a la vista en bancos y otras inversiones altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos. 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 SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol S.A. - Andipetróleos S.A. - Santa Elena Oil and Gas Corp. 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.

2.6 Activos y Pasivos Financieros

2.6.1 Clasificación

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: "activos financieros a valor razonable a través de ganancias y pérdidas", "préstamos y cuentas por cobrar", "activos mantenidos hasta su vencimiento" y "activos financieros disponibles para la venta". Los pasivos financieros se clasifican en las siguientes categorías: "pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias y pérdidas" y "otros pasivos financieros". La clasificación depende del propósito para el cual se adquirieron los activos o

contrataron los pasivos. La Administración determina la clasificación de sus activos y pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial.

Al 31 de diciembre del 2016 y 2015, la Compañía mantuvo activos financieros en la categoría de "préstamos y cuentas por cobrar". De igual forma, la Compañía solo mantuvo pasivos financieros en la categoría de "otros pasivos financieros" cuyas características se explican seguidamente:

Préstamos y cuentas por cobrar: representados en el estado de situación financiera por clientes y otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a entidades relacionadas. Son activos financieros no derivados que dan derecho a pagos fijos o determinables y que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en el activo corriente, excepto por los de vencimiento mayor a 12 meses cortados desde la fecha del estado de situación financiera.

Otros pasivos financieros: representados en el estado de situación financiera por préstamos bancarios, proveedores y otras cuentas por pagar y cuentas por pagar a entidades relacionadas. Se incluyen en el pasivo corriente, excepto por los de vencimiento mayor a 12 meses contados a partir de la fecha del estado de situación financiera.

2.6.2 Reconocimiento y medición inicial, y posterior

Reconocimiento

La Compañía reconoce un activo o pasivo financiero en el estado de situación financiera a la fecha de la negociación y cuando se compromete a comprar o vender el activo o pagar el pasivo.

Medición inicial

Los activos y pasivos financieros son medidos inicialmente a su valor razonable más cualquier costo atribuible a la transacción, que de ser significativo, es reconocido como parte del activo o pasivo; siempre que el activo o pasivo financiero no es designado como de valor razonable a través de ganancias y pérdidas y éste es significativo. Con posterioridad al reconocimiento inicial la Compañía valoriza los mismos como se describe a continuación:

Medición posterior

Préstamos y cuentas por cobrar: Posterior a su reconocimiento inicial se miden al costo amortizado aplicando el método de interés efectivo. En específico, la Compañía presenta las siguientes cuentas dentro de esta categoría:

(i) 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 periodo de crédito sobre la prestación de servicios es de hasta 60 días.

(ii) Cuentas por cobrar a entidades 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.

Otros pasivos financieros: Posterior a su reconocimiento inicial se miden al costo amortizado aplicando el método de interés efectivo. En específico, la Compañía presenta las siguientes cuentas dentro de esta categoría:

(i) Préstamos bancarios: Son obligaciones de pago originadas por dinero recibido mediante contratos de préstamos. Se registran inicialmente a su valor nominal que no difiere de su valor razonable, pues están contratados a las tasas vigentes en el mercado. No existen costos de transacción significativos incurridos al momento de su contratación. Posteriormente, se miden al costo amortizado utilizando las tasas de interés pactadas.

Los intereses devengados que corresponden a préstamos y obligaciones utilizadas en el financiamiento de sus operaciones se presentan en el estado de resultados integrales bajo el rubro "Gastos financieros".

(ii) Proveedores y otras cuentas por pagar: Son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores locales y del exterior 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 30 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.

(iii) Cuentas por pagar a entidades 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.

2.6.3 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 Compañía 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.

2.6.4 Baja de activos y pasivos 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. Un pasivo es eliminado cuando las obligaciones de la Compañía especificadas en el contrato se han liquidado.

2.7 Inventarios

Los inventarios de repuestos de repuestos, materiales y otros se valoran a su costo o su valor neto de realización, el que resulte menor. El costo se determina por el método promedio ponderado para la imputación de las salidas de dichos inventarios. 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.

2.8 Propiedades, planta y equipos

La Compañía clasifica a la propiedad, 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. En relación a la etapa de exploración y evaluación, la Norma Internacional de Información Financiera - NIIF 6 "Exploración y evaluación de recursos minerales", establece que la fecha de vigencia para su aplicación es a partir de los períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2006, se aconseja su aplicación anticipada.

Las principales características por categoría, se describen a continuación:

2.8.1 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.

2.8.2 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 2.10.

2.8.3 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	3 y 2
Maquinaria y herramientas	10
Equipo de comunicación	10
Muebles y enseres	10
Vehículos	5
Equipos de computación	3
Inmuebles	20

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 Deterioro de activos no financieros (propiedad, planta y equipos)

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 la Secretaría de Hidrocarburos, pronósticos de precios futuros del crudo Oriente inflación, costos y demás egresos de fondos, en función de la mejor estimación de los mismos que la Asociación 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 computado resultados por deterioro de activos como consecuencia de los análisis de recuperabilidad.

2.10 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 56%, 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 7.5%.

Con base en los cambios tecnológicos y las variaciones en los costos de recuperación necesarios para proteger el medioambiente, la Asociación, ha considerado conveniente reevaluar periódicamente los costos futuros de la obligación por retiro de bienes.

2.11 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.

2.11.1 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 mixto, de acuerdo a la composición societaria de cada Compañía y su domiciliación específicamente, para los regímenes fiscales preferentes se considera el 25% y para regímenes domiciliados en Ecuador se aplicará el 22%, y en el caso de que la participación societaria sea igual o menor al 50% se aplicará la tarifa del 25% porcentualmente de las utilidades gravables, la cual se reduce al 12% y 15% respectivamente. Petróleos del Pacífico S.A. Pacifpetrol, aplicó el 25% después del análisis realizado.

A partir del ejercicio fiscal 2010 entró en vigor la norma que exige el pago de un "anticipo mínimo de impuesto a la renta", cuyo valor es calculado en función de las cifras reportadas el año anterior sobre el 0.2% del patrimonio, 0.2% de los costos y gastos deducibles, 0.4% de los ingresos gravables y 0.4% de los activos.

La referida norma estableció que en caso de que el impuesto a la renta causado sea menor que el monto del anticipo mínimo, este último se convertirá en impuesto a la renta definitivo, a menos que el contribuyente solicite al Servicio de Rentas Internas su devolución, lo cual podría ser aplicable, de acuerdo con la norma que rige la devolución de este anticipo.

En el año 2016 las normas tributarias vigentes establecían una tasa de impuesto del 22% de las utilidades gravables.

2.11.2 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.

2.12 Beneficios a los empleados

La Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56%, 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.

2.12.1 Beneficios de corto plazo: 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.

2.12.2 Beneficios de largo plazo

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 4.2% (2015: 4.68%) anual equivalente a la tasa promedio de los bonos de gobierno, publicada por el Banco Central del Ecuador 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 participa en el 56%, en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, la provisión mantenida por jubilación patronal hasta el año 2009 fue reemplazada por la provisión laboral por terminación contractual, considerando a todos los trabajadores que al año 2016 generarían un pasivo para la entidad. No obstante, en el año 2014 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 de 2029, la Asociación 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, incremento 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.

2.13 Provisiones corrientes

En adición a lo que se describe en la Nota 2.12 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.

2.14 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por la prestación de servicios de la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56%, se reconocen sobre la base de una tarifa fija 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 56% 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.

2.15 Distribución de dividendos

La distribución de dividendos se deduce del patrimonio y se reconocen como pasivos corrientes 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 2.8).

- 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 56%, 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 2.10).

- Obligaciones por beneficios definidos: Las hipótesis empleadas en los cálculos actuariales de jubilación patronal, desahucio e indemnización por terminación de contrato, para lo cual utiliza estudios actuariales practicados por profesionales independientes. (Nota 2.12).

- 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. (Nota 2.11).

4. ADMINISTRACION 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 Asociación surge de su endeudamiento. El endeudamiento a tasas variables expone a la Asociación al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Asociación al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos. La política de la Asociación es mantener el 100% de su endeudamiento en instrumentos que devengan tasas fijas.

Con respecto a las inversiones registradas en el rubro efectivo y equivalentes de efectivo, la Administración 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 Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56%, es la Secretaría de Hidrocarburos, 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 la Secretaría de Hidrocarburos. Con la terminación del contrato si existieran montos acumulados resultado a favor de la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56%, aún no cancelados, la Secretaría de Hidrocarburos quedará liberada de obligación y las diferencias no serán pagadas a la Asociación según lo estipulado en el contrato.

Durante el año 2015, 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$xx.x millones (2015: US$10.1 millones aproximadamente), 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 2015, la Asociación dejó registrado como ingreso del periodo, el monto efectivamente cobrado a la 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 de 2016	Menos de 1 año	Entre 2 y 5 años
Préstamos bancarios	-	-
Proveedores y otras cuentas por pagar	1,161,475	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1,565,657	-
Al 31 de diciembre de 2015		
Préstamos bancarios	3,237,371	
Proveedores y otras cuentas por pagar	1,044,118	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	736,224	-

(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.

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 de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Activos financieros medidos al costo				
Efectivo y equivalentes de efectivo	731,889		5,943,339	-
Activos financieros medidos al costo amortizado				
Clientes y otras cuentas por cobrar	2,977,902		2,325,971	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	4,270,332		2,582,417	4,503,752
Total activos financieros	7,980,123	-	10,851,727	4,503,752
Pasivos financieros medidos al costo amortizado				
Préstamos bancarios			3,237,371	-
Proveedores y otras cuentas por pagar	1,161,475		1,044,118	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1,565,657		652,832	-
Total pasivos financieros	2,727,132	-	4,934,321	-

5.2 Valor razonable de instrumentos financieros

El valor en libros de los instrumentos financieros corresponde o se aproxima a su valor razonable.

6. COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES

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

	Costos de operación	Gastos administrativos	Total
2016			
Costos laborales	2,666,907	576,934	3,243,841
Suministros y materiales de la operación	540,757	-	540,757
Amortizaciones y depreciaciones	1,406,149	315,705	1,721,854
Rentas y arrendamientos	478,714	119,016	597,730
Mantenimiento	323,653	62,243	385,896
Seguros	136,889	-	136,889
Servicios administrativos y gerenciales	-	300,858	300,858
Medio ambiente	82,164	-	82,164
Suministros y materiales de la operación	-	-	-
Otros costos	651,886	-	651,886
Otros gastos	16,596	181,815	198,411
Impuestos no recuperables	103,095	506,735	609,830
Representación legal	-	168,000	168,000
	6,406,810	2,231,306	8,638,116
2015			
Costos laborales	2,829,710	123,924	2,953,634
Suministros y materiales de la operación	725,873	-	725,873
Amortizaciones y depreciaciones	849,975	296,762	1,146,737
Rentas y arrendamientos	561,652	100,488	662,140
Mantenimiento	578,177	95,256	673,433
Seguros	126,482	-	126,482
Servicios administrativos y gerenciales	-	320,331	320,331
Medio ambiente	137,702	-	137,702
Suministros y materiales de la operación			-
Otros costos	771,689	-	771,689
Otros gastos	16,710	189,844	206,554
Impuestos no recuperables	89,087	270,144	359,231
Representación legal	-	193,200	193,200
	6,687,057	1,589,949	8,277,006

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

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

	2016	2015
Efectivo en caja	2,216	1,656
Bancos	729,673	1,918,903
Inversiones temporales (1)	-	4,022,780
	731,889	5,943,339

(1) El detalle de las inversiones temporales es como sigue:

	2016	2015
Banco Pichincha C.A.	-	4,022,780
Banco de Guayaquil S.A.	-	-
	-	4,022,780

Representan certificados de depósito los mismos que devengan una tasa de interés que fluctúan entre 4.25% y 6.25% anual. Estas inversiones tienen como fecha de vencimiento hasta febrero de 2016. Durante el año 2016 se registraron US$39,887 (2015: US$582,523) por concepto de intereses ganados, de los cuales US$195,706 (2015: US$372,843) corresponden a la Compañía.

8. CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

	2016	2015
Secretaria de Hidrocarburos (1)	2,977,902	2,323,299
Clientes Locales	-	2,672
EP Petroecuador	-	-
	2,977,902	2,325,971

(1) Los saldos presentados incluyen: (i) Retenciones en la fuente Impuesto al Valor Agregado - IVA desde diciembre 2014 a abril 2015 no pagados por la Secretaría de Hidrocarburos por un monto de US $2,233,307, (ii) 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$5,312,912 (2015: US$2,073,970), los cuales a la fecha de preparación de estos estados financieros han sido cedidos a HR Financial Services Ltd. de acuerdo con lo mencionado en la Nota 14.

9. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	2016	2015
Petróleo crudo (1)	112,926	71,427
Repuestos, materiales y otros	1,639,001	1,276,270
	1,751,927	1,347,697
Provisión por deterioro de inventarios (2)	(32,004)	(87,057)
	1,719,923	1,260,640

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$1,194,942 (2015: US$1,879,623).

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

(2) Ver Nota 15.

10. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS

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

	Inversiones de exploración adicional y producción	Obras en curso	Retiro de bienes	Activos fijos						Instalaciones y mejoras en locales arrendados	Total
				Muebles y enseres	Equipo de computación	Equipo de comunicación	Vehículos	Maquinarias y Herramientas	Inmuebles		
Al 1 de enero de 2015											
Costo	28,567,925	232,750	431,218	227,950	2,191,803	231,610	360,946	409,608	43,701	686,368	33,383,879
Amortización y depreciación acumulada	(20,718,082)	(56,320)	(327,871)	(158,328)	(1,670,795)	(89,100)	(304,092)	(187,431)	(16,115)	(672,435)	(24,200,569)
Valor en libros	7,849,843	176,430	103,347	69,622	521,008	142,510	56,854	222,177	27,586	13,933	9,183,310
Movimientos 2015											
Adiciones	4,690,739	530,651	-	10,126	218,949	51,304	-	23,640	-	-	5,525,400
Retiros	(530,651)	(63)	-	(3,923)	(8,725)	-	-	-	-	-	(543,360)
Amortización y depreciación retiros	-	-	-	2,469	6,025	-	-	-	-	-	8,494
Amortización y depreciación del año	(758,138)	-	(9,881)	(15,109)	(259,334)	(21,860)	(31,389)	(40,583)	(2,181)	(8,042)	(1,146,717)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2014	11,251,564	707,018	93,466	63,187	477,923	171,954	25,465	205,234	25,406	5,891	13,027,108
Al 31 de diciembre de 2015											
Costo	32,728,004	763,338	431,218	234,153	2,402,027	282,914	360,946	433,248	43,701	686,368	38,365,919
Amortización y depreciación acumulada	(21,476,440)	(56,320)	(377,752)	(170,968)	(1,924,104)	(110,960)	(335,481)	(228,014)	(18,296)	(680,477)	(25,378,812)
Valor en libros	11,251,564	707,018	93,466	63,187	477,923	171,954	25,465	205,234	25,406	5,891	13,027,108
Valor activos SMC al 31 dic 2015 10%	2,445,976	153,708	20,318	2,990	240	813	3,858	44,616	-	1,281	2,673,800
Valor en libros al 31 de diciembre de 2015 con SMC	13,697,540	860,726	113,784	66,177	478,163	172,767	29,323	249,850	25,406	7,172	15,700,907
Movimientos 2016											
Adiciones	1,382,824	22,259	51,515	827	117,203	8,717	2,361	5,109	-	-	1,590,814
Transferencias	860,765	370,676	-	-	-	-	-	-	-	-	1,231,441
Retiros	(143,019)	(860,725)	-	(4,015)	(21,470)	(6,683)	(41,336)	(8,996)	-	(100)	(1,086,344)
Ventas	-	-	-	-	-	-	20,491	-	-	-	20,491
Amortización y depreciación retiros	115,758	-	5,642	3,314	18,371	6,672	17,228	8,605	-	100	175,691
Amortización y depreciación del año	(1,320,476)	-	(12,337)	(14,504)	(271,649)	(26,229)	(21,352)	(49,518)	(2,190)	(942)	(1,719,197)
Valor en libros al 31 de diciembre de 2014	14,593,392	392,935	158,604	51,799	320,618	155,243	6,716	205,050	23,216	6,230	15,913,804
Al 31 de diciembre de 2016											
Costo	34,828,574	295,547	482,733	230,967	2,497,760	284,948	321,971	429,361	43,701	686,268	40,101,830
Amortización y depreciación del año	(22,681,235)	(56,320)	(344,448)	(182,081)	(2,177,382)	(130,517)	(319,113)	(268,927)	(20,485)	(681,318)	(26,861,826)
Valor activos SMC al 31 dic 2015 10%	2,445,976	153,708	20,318	2,990	240	813	3,858	44,616	-	1,281	2,673,800
Valor en libros al 31 de diciembre de 2015 con SMC	14,593,315	392,935	158,604	51,876	320,618	155,243	6,716	205,050	23,216	6,230	15,913,804

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 del 56%.

La ARCH ha auditado las operaciones del Bloque Gustavo Galindo Velasco llevadas por los años 1996 al 2014, y ha emitido los informes correspondientes hasta el año 2014 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 participa en el 56%, de acuerdo con el criterio de la Administración y sus asesores legales se encuentran en trámite y su resolución final es incierta.

11. PRESTAMOS BANCARIOS

Un resumen de los préstamos bancarios es como sigue:

Institución	2016	2015
Banco Pichincha C.A.	-	3,179,088
Intereses por pagar	-	58,283
	-	3,237,371
Porción a largo plazo		
Banco Pichincha C.A.	-	3,237,371
Menos - Porción corriente (1)	-	(3,237,371)
	-	-

El 9 de octubre del 2014 se suscribió el contrato de préstamo entre la Asociación y el Banco Pichincha C.A., cuyo monto iba a ser utilizado para el cumplimiento del plan de inversiones comprometido con la Secretaría de Hidrocarburos con la suscripción del contrato modificatorio número uno mencionado en la Nota 2. La vigencia del contrato es de tres años plazos con pagos trimestrales de capital e interés y con una tasa de interés del 7.5% anual.

(1) Al 31 de diciembre del 2016, la Administración reclasifico todo el préstamo de largo plazo al corto plazo, debido a que el 29 de enero del 2016 cancelo la totalidad del mismo.

12. ACTIVOS, PASIVOS Y RESULTADOS DE LA OPERACION 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:

	Participación Asociación 56%	Compañía	Total
2016			
ACTIVOS			
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,817,546	(1,085,657)	731,889
Clientes y otras cuentas por cobrar	2,977,902	-	2,977,902
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	3,694,393	575,939	4,270,332
Anticipos a proveedores y otros	191,819	277,896	469,715
Impuestos por recuperar	2,273,497	28,964	2,302,461
Inventarios	1,719,923	-	1,719,923
Propiedad, planta y equipos	16,106,780	(192,976)	15,913,804
Cuentas por cobrar entidades relacionadas	4,503,752	(4,503,752)	-
Impuesto diferido	250,438	-	250,438
	33,536,050	(4,899,586)	28,636,464
PASIVOS			
Proveedores y otras cuentas por pagar	1,320,440	(158,966)	1,161,474
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1,565,657	-	1,565,657
Beneficios a empleados	689,274	(19,913)	669,361
Impuestos por pagar	129,282	10,065	139,347
Obligación por beneficios definidos	2,535,266	-	2,535,266
Obligación por retiro de bienes	576,475	-	576,475
	6,816,394	(168,814)	6,647,580
RESULTADOS			
Ingresos por prestación de servicios	8,006,054	942,829	8,948,883
Costos de operación	(5,949,573)	(457,237)	(6,406,810)
Utilidad bruta	2,056,481	485,592	2,542,073
Gastos administrativos	(1,622,587)	(608,719)	(2,231,306)
(Pérdida)/Utilidad operacional	433,894	(123,127)	310,767
Gastos financieros	(178,843)	(15,965)	(194,808)
Ingresos financieros	28,023	195,706	223,730
Otros ingresos	34,610	30,596	65,206
	(116,210)	210,337	94,128
(Pérdida)/Utilidad antes de Impuesto a la renta	317,684	87,210	404,895
Impuesto a la renta	(121,306)	(165,484)	(286,790)
(Pérdida)/Utilidad neta del año	196,378	(78,274)	118,105
Otros resultados integrales			
Ganancias por cambios en permisas actuariales	(129,015)	-	(129,015)
(Pérdida)/Utilidad neta y resultado integral del año	67,363	(78,274)	(10,910)

	Participación Asociación 46%	Compañía	Total
2015			
ACTIVOS			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,261,554	1,681,785	5,943,339
Clientes y otras cuentas por cobrar	2,323,299	2,672	2,325,971
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2,388,271	110,754	2,499,025
Anticipos a proveedores y otros	85,316	87,308	172,624
Impuestos por recuperar	1,049,128	27,826	1,076,954
Inventarios	1,260,640	-	1,260,640
Propiedad, planta y equipos	12,299,479	727,629	13,027,108
Cuentas por cobrar entidades relacionadas	-	4,503,752	4,503,752
Impuesto diferido	261,497	-	261,497
	23,929,184	7,141,726	31,070,910
PASIVOS			
Préstamos bancarios corrientes	3,237,371	-	3,237,371
Proveedores y otras cuentas por pagar	806,290	237,828	1,044,118
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1,278,020	(625,188)	652,832
Beneficios a empleados	404,666	75,109	479,775
Impuestos por pagar	138,528	5,069	143,597
Obligación por beneficios definidos	1,949,754	-	1,949,754
Obligación por retiro de bienes	463,559	-	463,559
	8,278,188	(307,182)	7,971,006
RESULTADOS			
Ingresos por prestación de servicios	7,274,162	1,355,427	8,629,589
Costos de operación	(5,822,301)	(864,756)	(6,687,057)
Utilidad bruta	1,451,861	490,671	1,942,532
Gastos administrativos	(1,168,594)	(421,355)	(1,589,949)
(Pérdida)/Utilidad operacional	283,267	69,316	352,583
Gastos financieros	(552,127)	(22,661)	(574,788)
Ingresos financieros	284,614	372,843	657,457
Otros ingresos	252,522	2,220	254,742
	(14,991)	352,402	337,411
(Pérdida)/Utilidad antes de Impuesto a la renta	268,276	421,718	689,994
Impuesto a la renta	(546,696)	(203,719)	(750,415)
(Pérdida)/Utilidad neta del año	(278,420)	217,999	(60,421)
Otros resultados integrales			
Ganancias por cambios en permisas actuariales	638,230	-	638,230
(Pérdida)/Utilidad neta y resultado integral del año	359,810	217,999	577,809

12.1 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 empresa 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 2015.

El indicado estudio debe ser remitido hasta el mes de junio de cada año conforme el noveno dígito del RUC. 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.

12.2 Otros asuntos - Reformas tributarias

El 29 de abril del 2016 se aprobó la "Ley Orgánica para el Equilibrio de las Finanzas Públicas" publicado en el Primer Suplemento del Registro Oficial No. 744 que introdujo modificaciones al Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a la Renta en relación con transacciones efectuadas con dinero electrónico y también reformas al Impuesto a la Salida de Divisas en consumos efectuados con tarjetas de debido o crédito.

El 20 de mayo del 2016 se aprobó la "Ley Orgánica Solidaria y de Corresponsabilidad Ciudadana para la Reconstrucción y Reactivación de las Zonas Afectadas por el Terremoto de 16 de abril del 2016", la cual fue publicada en el Primer Suplemento del Registro Oficial No. 759 que introdujo un incremento al 14% del Impuesto al Valor Agregado (IVA), a partir del 1 de junio del 2016 por un año y la contribución del 3% sobre las utilidades gravables del 2015. Por dicha contribución la Asociación canceló US$39,121 registrados en el rubro impuestos tasas y contribuciones.

La Administración de la Asociación considera que no tendría efectos en las cifras de sus estados financieros la aplicación de dichas reformas...

13. PROVEEDORES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

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

	2016	2015
Proveedores locales	752,978	737,876
Proveedores del exterior	3,856	5,080
Facturas por recibir	404,641	301,162
	1,161,475	1,044,118

14. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

El siguiente es un resumen de las principales transacciones realizadas durante los años 2016 y 2015 con compañías y partes relacionadas. Se incluye bajo la denominación de compañías relacionadas a las compañías bajo control común:

	Transacción	2016	2015
Ingresos			
Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A.	Servicos Técnicos	304,497	439,811
Asociación SMC Ecuador INC.-Pacifpetrol S.A.-Andipetroleos S.A. - Santa Elena Oil & gas Corp.	Representante Legal	300,000	420,000
Asociación SMC Ecuador INC.-Pacifpetrol S.A.-Andipetroleos S.A. - Santa Elena Oil & gas Corp.	Servicos Técnicos	304,500	439,811
Equipeninsula S.A.	Servicos Técnicos	33,833	48,868
Petrocolombia	Intereses	148,750	297,500
Vuelos Internacionales Privados	Servicos Técnicos	-	4,398
		1,091,580	1,650,388
Costos y gastos			
Equipeninsula S.A.	Renta de vehículos y maquinaria	488,501	570,092
Equipeninsula S.A.	Arriendos y Alquileres	92,366	75,872
Equipeninsula S.A.	Registros y punzados	-	76,401
Petróleos del Pacífico S.A. PACIFPETROL	Servicios administrativos y técnicos	170,520	202,313
Petróleos del Pacífico S.A. PACIFPETROL	Representación legal y operador	168,000	193,200
Fundación Ancón Península	Donaciones efectuadas	16,800	27,600
Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A.	Servicios gerenciales	266,351	219,309
		1,202,538	1,364,787
Compras de activos			
Consorcio Petrobell Inc. Grantmining S.A. (5)		-	460,000
		2,294,118	3,475,175

	Transacción	2016	2015
Cuentas por cobrar a corto plazo			
HR Financial Services Ltd. (1)	Tercer beneficiario	3,253,093	2,261,149
Fundación Ancón Peninsula	Préstamo	186	17
Santa Elena Oil & Gas Corp. (Sucursal Ecuador)	Dividendos	113,800	36,143
Equipeninsula S.A. (2)	Anticipo	157,887	180,293
Asociación SMC Ecuador INC.-Pacifpetrol S.A.-Andipetroleos	Servicos	616,651	53,447
Paulasan Oil & Gas S.A.	Servicos administrativos y técnicos	25,030	25,030
Petróleos Andinos S.A. Andipetróleos	Préstamo	118,600	55,857
Consorcio Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	Servicos	68,051	53,447
		4,353,298	2,665,383
Menos: Provisión deterioro de cuentas por cobrar (3)		(82,966)	(82,966)
		4,270,332	2,582,417

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

	Transacción	2016	2015
Cuentas por cobrar a largo plazo			
Gas, Petróleo y Derivados de Colombia S.A.S. - Petrocolombia S.A.S. (4)		-	4,593,752
Cuentas por pagar			
Petróleos Andinos Andipetróleos S.A. (5)	Dividendos		-
Petróleos del Pacífico S.A. PACIFPETROL (5)	Dividendos, representación legal y servicios técnicos	20,510	24,586
Equipeninsula S.A.	Servicios	570,169	47,249
Consorcio Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	Servicios recibidos	966,023	655,434
Santa Elena Oil & Gas Corp.	Aportes futuras capitalizaciones	1	1
Petrosynergy	Aportes futuras capitalizaciones	8,954	8,954
		1,565,657	736,224

(1) 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 HR Financial Services Ltd. para que conforme a los términos del contrato modificatorio mencionado en la Nota 1, reciba el crudo correspondiente al pago en especie del servicio recibido bimestralmente.

(2) Durante el año 2016 la Asociación, en la cual la Compañía participa con el 56%, entregó a Equipeninsula S.A. un total de US$153,817 (2015: US$300,000) como anticipos para la prestación de servicios, los mismos que serán devengados en su totalidad hasta el siguiente año.

(3) Ver Nota 15.

(4) El 10 de diciembre del 2014, la Compañía suscribió un contrato de línea de crédito por US$3,500,000 con Gas, Petróleos y Derivados de Colombia S.A.S. - Petrocolombia S.A.S. por un plazo de 180 días. Hasta el 31 de diciembre del 2014, el valor desembolsado ascendió a US$3,500,000, el cual devenga una tasa de interés del 9.96% anual más una comisión por otorgamiento del crédito equivalente al 2% sobre el monto efectivamente desembolsado, la cual deberá ser cancelada en un plazo de 180 días contados a partir de la fecha del desembolso. A finales del 2015, las partes acordaron suscribir un contrato modificatorio para extender el plazo del pago del capital e intereses hasta el año 2016 y adicionalmente Synergy Resources entregó una garantía mediante la cual se compromete a cancelar el capital e intereses devengados en el mencionado contrato, en caso que Petrocolombia S.A.S. por alguna razón no pueda cumplir con el pago. Este contrato se encuentra pendiente de suscripción al cierre del ejercicio.

(5) Saldos correspondientes a dividendos decretados por el Comité Ejecutivo de la Asociación durante el año 2015, de utilidades de años anteriores de libre disponibilidad a favor de los socios de la operación conjunta del Bloque Gustavo Galindo por US$1,500,000, de los cuales durante el año 2016 la Asociación canceló US$0 (2015: US$200,000). De estos valores el 56% le corresponden a la Compañía.

Excepto por lo mencionado en los numerales 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.

No se han efectuado con partes no vinculadas operaciones equiparables a las indicadas precedentemente.

Remuneraciones personal clave de la gerencia

El personal clave de la gerencia de la Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56%, está conformado por personal que se encuentra en relación de dependencia de dicha entidad y adicionalmente de su compañía relacionada el Consorcio Petrobell Inc. - Grantmining S.A. y comprende al Representante Legal, Director de Operaciones, y gerentes de diferentes áreas de apoyo. Durante el 2016, la Asociación pagó la suma de US$475,627 (2015 US$476,759) por concepto de servicios gerenciales, incluidos en los estados de resultados integrales adjuntos.

15. PROVISIONES

Composición y movimiento:

2016	Saldo inicial	SMC 10%	Incrementos	Pagos y/o utilizaciones	Saldo final
Activos corrientes					
Provisión por deterioro de cuentas por cobrar	82,966	-	-	-	82,966
Provisión por deterioro de inventarios	87,057	18,926	32,004	(105,984)	32,003
Impuestos por recuperar (2)	1,076,954	228,071	9,452,992	(8,455,556)	2,302,461
Pasivos corrientes					
Beneficios a empleados (1)	479,775	87,971	3,533,958	(3,432,343)	669,361
Impuestos por pagar (3)	143,597	30,115	716,296	(750,661)	139,347
Pasivos no corrientes					
Obligaciones por beneficios definidos (4)	1,949,754	422,860	771,659	(609,007)	2,535,266
Provisión por retiro de bienes	463,559	-	112,916	-	576,475

2015	Saldo inicial	Incrementos	Pagos y/o utilizaciones	Saldo final
Activos corrientes				
Provisión por deterioro de cuentas por cobrar	96,100	-	(13,134)	82,966
Provisión por deterioro de inventarios	113,416	-	(26,359)	87,057
Impuestos por recuperar (2)	-	1,649,993	(573,039)	1,076,954
Pasivos corrientes				
Beneficios a empleados (1)	1,456,094	3,235,095	(4,211,414)	479,775
Impuestos por pagar (3)	235,327	7,973,476	(8,065,206)	143,597
Pasivos no corrientes				
Obligaciones por beneficios definidos (4)	3,406,884	762,943	(2,220,073)	1,949,754
Provisión por retiro de bienes	431,217	32,342	-	463,559

(1) Incluye principalmente participación de los trabajadores en las utilidades por US$67,311 (2015: US$230,123) y décimo tercer y cuarto sueldos, fondos de reserva y vacaciones, en la cual la Compañía participa en el 56%.

(2) Incluye: (i) Retenciones en la fuente y retenciones de Impuesto al valor agregado por US$4,180,295 y (ii) Crédito tributario por Impuesto al Valor Agregado por US$170,166.

(3) Incluye: (i) Retenciones en la fuente de Impuesto a la renta e Impuesto al Valor Agregado por US$45,062 (2015: US$68,319), (ii) Impuesto a la renta del año 2014: US$1,093,596 neto de los pagos de anticipos y de retenciones realizadas por terceros por US$453,446 y (iv) Contribución para la Investigación Científica y Tecnológica por US$79,150 (2015: US$70,183).

(4) Incluye (i) US$1,538,425 (2015: US$1,526,058) de provisión laboral por terminación contractual, (ii) US$350,370 (2015: US$293,561) de provisión bonificación por desahucio, y; (iii) US$646,471 (2015: US$334,214) por jubilación patronal de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.10. Los principales supuestos actuariales usados fueron los siguientes:

	2016	2015 (Reestablecido)
Tasa de descuento	4.20%	4.68%
Tasa de incremento salarial	3.00%	3.00%
Tabla de rotación (promedio)	18.76%	17.51%
Vida laboral promedio remanente	6.65	6.57
Tasa de mortalidad e invalidez (a)	TM IESS 2002	TM IESS 2002

(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	
	2016	(Reestablecid o)	2016	(Reestablecid o)	2016	(Reestablecid o)	2016	2015 (Reestablecido)
Al 1 de enero	499,037	484,364	368,446	371,140	1,506,131	1,490,306	2,373,614	2,345,810
Costo laboral por servicios actuariale	78,894	84,565	37,720	23,000	68,896	103,543	185,511	211,108
Costo financiero	23,355	20,489	17,244	15,699	70,487	63,037	111,086	99,226
Pérdidas /(ganancias) actuariales OR	67,670	(103,264)	(50,551)	1,896	111,894	136,706	129,014	35,337
Costos por servicios pasados	-	-	-	18,790	-	-	-	18,790
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	(22,486)	(76,231)	-	-	(140,622)	-	(163,108)	(76,231)
(Beneficios pagados)	-	-	(22,489)	(127,873)	(78,362)	(556,412)	(100,851)	(684,285)
Al 31 de diciembre	646,471	409,923	350,370	302,652	1,538,425	1,237,179	2,535,266	1,949,754

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

	Jubilación		Desahucio		Terminación contractual		Total	
	2016	(Reestablecid o)	2016	(Reestablecid o)	2016	(Reestablecid o)	2016	2015 (Reestablecido)
Costo laboral por servicios actuariale	78,894	84,565	37,720	23,000	68,896	103,543	185,511	211,108
Costo financiero	23,355	20,489	17,244	15,699	70,487	63,037	111,086	99,226
Costos por servicios pasados	-	-	-	18,790	-	-	-	18,790
Efecto de reducciones y	-	-	-	-	-	-		-
liquidaciones anticipadas	(22,486)	(76,231)	-	-	(140,622)	-	(163,108)	(76,231)
(Beneficios pagados)	-	-	(22,489)	(127,873)	(78,362)	(556,412)	(100,851)	(684,285)
Al 31 de diciembre	79,764	28,823	32,475	(70,384)	(79,601)	(389,832)	32,638	(431,393)

16. OBLIGACION POR RETIRO DE BIENES

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

	2016	2015
Saldo al 1 de enero	463,559	431,217
Intereses financieros del año cargados a resultados	112,916	32,342
Saldo al 31 de diciembre	576,475	463,559

Durante el año 2016, la Asociación en la cual la Compañía participa con el 56% 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$1,476,015 la cual fue descontada a una tasa del 7.5%. La Administración espera utilizar esta obligación durante los últimos doce meses del contrato.

17. IMPUESTOS

17.1 Impuesto a la renta

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

	2016	2015
Impuesto a la renta corriente	218,884	332,464
Impuesto a la renta diferido		182,393
Impuesto a la renta años anteriores	67,906	235,558
Total gasto por impuesto a la renta del ejercicio	286,790	750,415

17.2 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:

	2016	(*) 2015
Utilidad del año antes de Impuesto a la renta (1)	404,895	271,510
Otros resultados integrales	(129,015)	-
	275,880	271,510
Menos - Deducciones especiales		-
Más - Gastos no deducibles (2)	250,502	753,967
Base imponible	526,382	1,025,477
Tasa impositiva (%)	25%	25%
Impuesto a la renta corriente	131,596	256,369
Impuesto a la renta mínimo (3)	87,288	76,095
Impuesto a la renta diferido (4)	67,906	182,393
Impuesto a la renta años anteriores		235,558
	286,790	750,415

(*) Antes de ajustes por concepto de reestablecimiento como se menciona en la Nota 2.2

(1) Incluye participación de trabajadores por US$67311,07 (2015: US$180,966).

(2) Incluyen principalmente gastos no deducibles de la Asociación que le corresponden a la Compañía de acuerdo con la participación del 56% que mantiene en la misma.

(3) El cargo por Impuesto a la renta 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 22% de las utilidades gravables.

A partir del ejercicio fiscal 2010 entró en vigencia la norma que exige el pago de un "anticipo mínimo de impuesto a la renta", cuyo valor es calculado en función de las cifras reportadas el año anterior sobre el 0.2% del patrimonio, 0.2% de los costos y gastos deducibles, 0.4% de los ingresos gravables y 0.4% de los activos.

La referida norma estableció que en caso de que el impuesto a la renta causado sea menor que el monto del anticipo mínimo, este último se convertirá en impuesto a la renta definitivo, a menos que el contribuyente solicite al Servicio de Rentas Internas su devolución, lo cual podría ser aplicable, de acuerdo con la norma que rige la devolución de este anticipo.

(4) Ver Nota 17.5.

17.3 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 2012 a 2016, están sujetos a una posible fiscalización por parte de las autoridades tributarias.

17.4 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 empresa un estudio de precios de transferencia y un anexo de operaciones, entre otros, para aquellas compañías que hayan tenido operaciones con partes relacionadas locales y domiciliadas en el exterior en el mismo período fiscal y cuyo monto acumulado sea superior a US$6,000,000. Se incluye como partes relacionadas a las empresas domiciliadas en paraísos fiscales.

El indicado estudio debe ser remitido hasta el mes de junio de cada año conforme el noveno dígito del RUC. 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 Asociación, en la cual la Compañía participa en el 56% considera que: (i) basada en los resultados del estudio de precios de transferencias del 2015, el que concluyó que no existían ajustes a los montos de Impuesto a la renta de ese año y (ii) basada en el diagnóstico preliminar realizado con el apoyo de sus asesores tributarios, para las transacciones del año 2016, ha concluido que no habrá impacto sobre la provisión de Impuesto a la renta del año 2015. El estudio final estará disponible en las fechas que requieran las autoridades tributarias.

17.5 Otros asuntos – Reformas tributarias

El 29 de abril del 2016 se aprobó la "Ley Orgánica para el Equilibrio de las Finanzas Públicas" publicado en el Primer Suplemento del Registro Oficial No. 744 que introdujo modificaciones al Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a la Renta en relación con transacciones efectuadas con dinero electrónico y también reformas al Impuesto a la Salida de Divisas en consumos efectuados con tarjetas de debido o crédito.

El 20 de mayo del 2016 se aprobó la "Ley Orgánica Solidaria y de Corresponsabilidad Ciudadana para la Reconstrucción y Reactivación de las Zonas Afectadas por el Terremoto de 16 de abril del 2016", la cual fue publicada en el Primer Suplemento del Registro Oficial No. 759 que introdujo un incremento al 14% del Impuesto al Valor Agregado (IVA), a partir del 1 de junio del 2016 por un año y la contribución del 3% sobre las utilidades gravables del 2015. Por dicha contribución la Asociación canceló US$39,121 registrados en el rubro impuestos tasas y contribuciones.

La Administración de la Asociación considera que no tendría efectos en las cifras de sus estados financieros la aplicación de dichas reformas.

17.6 Impuesto a la renta diferido

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

Al 1 de enero del 2015	443,890
Cargo a resultados por Impuesto a la renta diferido	(182,393)
Al 31 de diciembre del 2015	261,497
10% apropiación SMC	56,847
Cargo a resultados por Impuesto a la renta diferido	(67,906)
Al 31 de diciembre del 2016	250,438

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

	Propiedades, planta y equipos	Provisiones	Total
Al 1 de enero del 2015	(51,773)	495,663	443,890
Crédito (débito) a resultados por Impuesto a la renta diferido	17,010	(199,403)	(182,393)
Al 31 de diciembre del 2015	(34,763)	296,260	261,497
10% apropiación SMC	(7,557)	64,404	56,847
Crédito (débito) a resultados por Impuesto a la renta diferido	(180,865)	112,959	(67,906)
Al 31 de diciembre del 2016	(223,185)	473,623	250,438

La relación entre el gasto por Impuesto a la renta y la utilidad antes de impuestos de los años 2016 y 2015 se muestra a continuación:

	2016	(*) 2015
Utilidad del año antes de impuestos	404,895	271,510
Otros resultados integrales	(129,015)	-
	275,881	271,510
Tasa impositiva vigente (%)	25%	25%
Impuesto a la tasa vigente	68,970	67,878
Efecto fiscal de los ingresos exentos / gastos no deducibles al calcular la ganancia fiscal	(510,954)	(494,046)
Impuesto a la renta cargado a resultados	131,596	256,369
Impuesto a la renta mínimo	87,288	76,095
Impuesto a la renta diferido	67,906	182,393
Impuesto a la renta años anteriores	-	235,558
Impuesto a la renta cargado a resultados	286,790	750,415

(*) Antes de ajustes por concepto de reestablecimiento como se menciona en la Nota 2.2

18. CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Compañía al 31 de diciembre de 2016 y 2015 comprende 2,000,000 de acciones ordinarias de valor nominal de US$1 cada una.

19. RESERVA DE CAPITAL

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.

20. 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. 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 sólo 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.

21. EVENTOS POSTERIORES

Entre el 31 de diciembre del 2016 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron otros eventos a los divulgados en notas y que, en opinión de la Administración de la Compañía, pudieran tener un efecto significativo sobre los estados financieros o que requieran revelación.

* * * * *