

REPSOL ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de los Auditores Independientes	1
Estado de situación financiera	3
Estado de resultado integral	4
Estado de cambios en el patrimonio	5
Estado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros	7

Abreviaturas

NIC	Norma Internacional de Contabilidad
NIIF	Norma Internacional de Información Financiera
CINIIF	Interpretación del Comité de Normas Internacionales de Información Financiera
SRI	Servicio de Rentas Internas
FV	Valor razonable (Fair value)
US\$	U.S. dólares

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Apoderado General de
Repsol Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador:

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Repsol Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador, que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2013 y los correspondientes estados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia por los estados financieros

La Gerencia de la Entidad es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, y del control interno determinado por la gerencia como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con normas internacionales de auditoría. Dichas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener certeza razonable de si los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la realización de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de error material en los estados financieros debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Entidad a fin de diseñar procedimientos de auditoría apropiados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Entidad. Una auditoría también comprende la evaluación de que las políticas contables utilizadas son apropiadas y de que las estimaciones contables hechas por la gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

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

Base para opinión adversa

Al 31 de diciembre del 2013, la Entidad no ha registrado la provisión por el contrato de capacidad garantizada de transporte de crudo (Ship or pay) que mantiene con Oleoducto de Crudos pesados (OCP). En nuestra opinión, dicha provisión debe ser registrada en razón de que, las Normas Internacionales de Información Financiera requieren que cuando se mantenga un contrato oneroso, la provisión sea registrada por el importe de los costos inevitables para cumplir con las obligaciones comprometidas, neto de los beneficios económicos que se esperan recibir de dicho contrato. Los efectos de esta situación, al 31 de diciembre del 2013, son los de subvaluar los pasivos no corrientes y el déficit acumulado en US\$148 millones y la pérdida neta del año en US\$48 millones.

Opinión adversa

En nuestra opinión, debido a la importancia del asunto descrito en el párrafo de base para opinión adversa, los referidos estados financieros no presentan razonablemente la posición financiera de Repsol Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador al 31 de diciembre del 2013, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.



Quito, Marzo 17, 2014
Registro No. 019



Santiago Sánchez
Socio
Licencia No. 25292

REPSOL ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA**
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	Diciembre 31, <u>2013</u>	<u>2012</u>
(en miles de U.S. dólares)			
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	9,617	9,946
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	5	144,143	183,792
Inventarios	6	6,076	5,852
Activos por impuestos corrientes	9	1,014	1,906
Otros activos		<u>795</u>	<u>759</u>
Total activos corrientes		<u>161,645</u>	<u>202,255</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Propiedades, planta y equipo, neto	7	122,060	136,576
Activos por impuestos diferidos	9	12,343	11,144
Otros activos		<u>303</u>	<u>303</u>
Total activos no corrientes		<u>134,706</u>	<u>148,023</u>
TOTAL		296,351	350,278

Ver notas a los estados financieros

<u>PASIVOS Y PATRIMONIO</u>	<u>Notas</u>	Diciembre 31,	
		<u>2013</u>	<u>2012</u>
		(en miles de U.S. dólares)	
PASIVOS CORRIENTES:			
Sobregiro bancario	4	1,368	4,412
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8	42,036	72,391
Pasivos por impuestos corrientes	9	14,235	12,513
Provisiones	11	<u>1,101</u>	<u>1,101</u>
Total pasivos corrientes		<u>58,740</u>	<u>90,417</u>
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Pasivos por impuestos no corrientes	9	33,842	31,960
Obligaciones por beneficios definidos	10	4,752	3,272
Provisiones	11	<u>24,028</u>	<u>26,548</u>
Total pasivos no corrientes		<u>62,622</u>	<u>61,780</u>
Total pasivos		<u>121,362</u>	<u>152,197</u>
PATRIMONIO:	13		
Capital asignado		2	2
Contribuciones de Casa Matriz		288,582	288,582
Déficit acumulado		<u>(113,595)</u>	<u>(90,503)</u>
Total patrimonio		<u>174,989</u>	<u>198,081</u>
TOTAL		<u>296,351</u>	<u>350,278</u>

REPSOL ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013**

	<u>Notas</u>	<u>2013</u> (en miles de U.S. dólares)	(Restablecido) <u>2012</u>
INGRESOS:	14		
Prestación de servicios		157,462	183,073
Cesión de capacidad garantizada de oleoducto		18,942	21,143
Honorarios de operador		991	1,122
Otros		<u>3,659</u>	<u>3,265</u>
Total		<u>181,054</u>	<u>208,603</u>
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN:			
Transporte de crudo		85,904	84,225
Amortización y depreciación	15	35,329	42,841
Beneficios a trabajadores		18,995	18,254
Servicios recibidos		10,495	11,730
Consumo de inventarios y compras		11,209	11,590
Participación al estado para proyectos de inversión social	8	9,414	10,886
Impuestos		6,585	8,818
Arrendamiento de maquinaria y vehículos		5,469	5,323
Costos financieros, neto	16	4,973	3,941
Otros gastos, neto		<u>2,853</u>	<u>1,087</u>
Total		<u>191,226</u>	<u>198,695</u>
UTILIDAD (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		<u>(10,172)</u>	9,908
Menos gasto (ingreso) por impuesto a la renta:	9		
Corriente		14,646	17,735
Diferido		(1,199)	1,027
Total		13,447	18,762
PÉRDIDA DEL AÑO		<u>(23,619)</u>	<u>(8,854)</u>
OTRO RESULTADO INTEGRAL:			
<i>Partidas que no se reclasificarán posteriormente a resultados:</i>			
Nuevas mediciones de obligaciones por beneficios definidos y total otro resultado integral		<u>542</u>	<u>9</u>
TOTAL RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		<u>(23,077)</u>	<u>(8,845)</u>
Ver notas a los estados financieros			

REPSOL ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013**

	<u>Capital asignado</u>	<u>Contribuciones de Casa Matriz</u> ... (en miles de U.S. dólares) ...	<u>Déficit acumulado</u>	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	2	288,582	(81,658)	206,926
Pérdida del año, restablecida			(8,854)	(8,854)
Otro resultado integral del año	—	—	<u>9</u>	<u>9</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2012 (restablecido)	<u>2</u>	<u>288,582</u>	<u>(90,503)</u>	<u>198,081</u>
Pérdida del año			(23,619)	(23,619)
Otro resultado integral del año			542	542
Otros	—	—	<u>(15)</u>	<u>(15)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2012	<u>2</u>	<u>288,582</u>	<u>(113,595)</u>	<u>174,989</u>

Ver notas a los estados financieros

REPSOL ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

	<u>Nota</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
		(en miles de U.S. dólares)	
FLUJOS DE EFECTIVO DE (EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:			
Recibido de clientes y compañías relacionadas		187,762	202,262
Pagado a proveedores, compañías relacionadas y Trabajadores		(152,526)	(146,738)
Pago a Petroecuador por la participación del Estado en el excedente del precio de venta de crudo e impuestos a los ingresos extraordinarios		(22,960)	(14,621)
Intereses pagados, neto		(1,803)	(808)
Impuesto a la renta corriente		(14,897)	(9,505)
Otros gastos, neto		<u>(2,853)</u>	<u>(1,087)</u>
Flujo neto de efectivo proveniente de (utilizado en) actividades de operación		<u>(7,277)</u>	<u>29,503</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE (EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:			
Incremento de propiedades, planta y equipo		(24,422)	(30,227)
Recuperación (incremento) de préstamos a compañías relacionadas, neto		<u>34,414</u>	<u>(3,750)</u>
Flujo neto de efectivo proveniente de (utilizado en) actividades de inversión		<u>9,992</u>	<u>(33,977)</u>
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO:			
Incremento (disminución) neta durante el año		2,715	(4,474)
Saldos al comienzo del año		<u>5,534</u>	<u>10,008</u>
SALDOS AL FIN DEL AÑO	4	<u>8,249</u>	<u>5,534</u>

Ver notas a los estados financieros

REPSOL ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

1. INFORMACIÓN GENERAL

Repsol Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador (en adelante la “Entidad”) es una sucursal en Ecuador de la compañía Repsol Ecuador S.A..

Repsol Ecuador, S.A. es una sociedad anónima constituida en España que tiene como actividad principal la producción de petróleo crudo, en diferentes lugares de negocio, dentro del territorio de la República del Ecuador, contando para ello con los oportunos medios materiales y humanos.

A efectos mercantiles y de información financiera, Repsol Ecuador, S.A. tiene registrada la Sucursal en Ecuador, (en adelante nos referiremos a la Sucursal y Repsol Ecuador, S.A. en su conjunto como la “Entidad”), y ésta colabora en la realización de la actividad en el país, fundamentalmente, dando soporte a las diferentes explotaciones en las que la Entidad tiene una participación.

Repsol S.A. de España (última Casa Matriz) está comprometida a brindar el apoyo financiero necesario para que puedan continuarse las operaciones de la Entidad en Ecuador y para que se cumpla con las obligaciones derivadas de los contratos de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos firmados con el Estado Ecuatoriano.

La Entidad es socia de los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno, los cuales hasta el año 2011 conformaban un solo Consorcio (el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno el cual se constituyó legalmente e inició sus operaciones a partir del 1 de enero del 2006). En cumplimiento con la Reforma al Reglamento para la Aplicación del Régimen Tributario Interno publicada en julio del 2011, a partir del 1 de enero del 2012, el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno separó las operaciones del Área Tivacuno y modificó su nombre al de Consorcio Petrolero Bloque 16; adicionalmente, a partir de esa fecha se constituyó el Consorcio Petrolero Bloque Tivacuno.

Actualmente, luego de varias cesiones de derechos entre las compañías socias, los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno se conforman de las siguientes socias con las siguientes participaciones:

	<u>Participación</u>
Repsol Ecuador S.A.	35%
Overseas Petroleum and Invesment Corp.	31%
Amodaimi - Oil Company, S.L.	20%
CRS Resources Ecuador LDC.	14%

Convenio de Operación Conjunta

Mediante convenio de operación conjunta para realizar operaciones en el Bloque 16 y Área Tivacuno, las socias miembros del Consorcio nombraron como operadora a YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador para la exploración y explotación del Bloque 16 y del Área Tivacuno. La operación del Bloque 16 y del Área Tivacuno fue cedida a la Sucursal.

En este convenio se establece que las socias miembros del Consorcio mantienen el derecho sobre los activos, la obligación sobre los pasivos, el beneficio de los ingresos y la responsabilidad de los costos y gastos de la operación conjunta de acuerdo a su porción de interés participante (35% para la Sucursal).

La Entidad no mantiene ningún otro convenio de operación conjunta.

Contratos

A continuación se resumen las principales cláusulas de los contratos relacionados con el Bloque 16 y Bloque Tivacuno:

- **Contrato Modificadorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica** - Con fecha 23 de noviembre del 2010, la Contratista del Bloque 16 (en la cual la Entidad es socia), firmó el Contrato Modificadorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica. El Contrato en mención reemplaza al Contrato Modificadorio II al Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón (mediante el cual la contratista participaba en un porcentaje de la producción del Bloque) y fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH (anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH) el 23 de diciembre del 2010. El Contrato firmado tiene por objeto la prestación de servicios, con recursos propios y a riesgo de la Contratista, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo en el área del Contrato. Este contrato entra en vigencia a partir del 1 de enero del 2011 y termina el 31 de diciembre del 2018.

La Contratista se obliga a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción aportando la tecnología, los capitales y los equipos, bienes y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato, de conformidad con el Plan de Actividades comprometidas e inversiones estimadas que ascienden a US\$280 millones (US\$98 millones para la Entidad) durante el período del contrato.

La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa original de US\$35.95 por barril de petróleo crudo neto extraído y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la cual es revisada anualmente, en razón de un factor de inflación de costos operativos establecido en el contrato. El pago a la Contratista puede hacerse en efectivo, especie o una mezcla de los dos, en función al acuerdo entre las partes y la disponibilidad existente de petróleo crudo.

En el año 2013, la Contratista llegó a un acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos para ajustar dicha tarifa por efecto de reducción en la tasa de impuesto a la renta inicialmente considerada en el Contrato y por ajuste de inflación. Según este acuerdo, la tarifa de petróleo crudo pagada por la Secretaría de Hidrocarburos para los años 2012 y 2013 se ajustó a US\$36.53 y US\$36.76, respectivamente.

Inclusión del campo Wati y extensión del Contrato:

El 17 de Diciembre del 2013, la Secretaria de Hidrocarburos y la Contratista del Bloque 16 (en la cual la Entidad es socia) suscribieron el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica, con la inclusión del campo denominado Wati, dicha modificación contempla los siguientes principales aspectos:

- Extensión del plazo contractual del Bloque 16 hasta el 31 de diciembre del 2022 y modificación del área del Bloque 16, asignando a la Contratista un área adicional de 1,993 hectáreas para incorporar el campo Wati.
- Para el desarrollo del campo Wati se asumió el compromiso de perforar 7 pozos de desarrollo en dos fases (2 pozos direccionales en una primera fase y 5 pozos horizontales dependiendo de los resultados de la primera fase), más las facilidades de producción asociadas (incluyendo la construcción de una vía de 3.5 km).
- La inversión estimada para el desarrollo del campo Wati es de aproximadamente US\$73 millones (US\$25.6 millones para la Entidad).
- La extensión del plazo contractual hasta el 2022 no implica compromisos de inversión adicionales para el Bloque 16.
- La Entidad estima iniciar la producción en el campo Wati durante el primer semestre del año 2015.
- El referido contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 8 de Enero del 2014.

La Contratista entregará a la finalización de este Contrato al Estado Ecuatoriano, sin costo y en buen estado, salvo el desgaste normal, los pozos que estuvieren en producción y todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido destinados para los fines del Contrato.

- ***Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tivacuno*** - Con fecha 22 de enero del 2011, la Contratista del Bloque Tivacuno (en la cual la Entidad es socia), firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tivacuno de la Región Amazónica. El contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH (anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH) el 21 de febrero del 2011. El Contrato firmado tiene por objeto la prestación de servicios, con recursos propios y a riesgo de la Contratista, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo en el área del Contrato. Este contrato entra en vigencia a partir del 1 de marzo del 2011 y termina el 31 de diciembre del 2018.

La Contratista se obliga a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción aportando la tecnología, los capitales y los equipos, bienes y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato, de conformidad con el Plan de Actividades comprometidas e inversiones estimadas que ascienden a US\$22.8 millones (US\$7.9 millones para la Entidad) durante el período del contrato.

La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa original de US\$27.25 por barril de petróleo crudo neto extraído y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la cual es revisada anualmente, en razón de un factor de inflación de costos operativos establecido en el contrato. El pago a la Contratista puede hacerse en efectivo, especie o una mezcla de los dos, en función al acuerdo entre las partes y la disponibilidad existente de petróleo crudo.

En el año 2012, la Contratista llegó a un acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos para ajustar dicha tarifa por efecto de la inflación. Según este acuerdo, la tarifa de petrolero crudo pagado por la Secretaría de Hidrocarburos para los años 2012 y 2013 y se ajustó a US\$27.67 y US\$27.84, respectivamente.

La Contratista entregará a la finalización de este Contrato al Estado Ecuatoriano, sin costo y en buen estado, salvo el desgaste normal, los pozos que estuvieren en producción y todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido destinados para los fines del Contrato.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros - La Gerencia de la Entidad en Ecuador es responsable de la preparación y presentación de estos estados financieros y del control interno determinado como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

2.1 *Declaración de cumplimiento* - Los estados financieros han sido preparados considerando las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

2.2 *Bases de preparación* - Los estados financieros han sido preparados sobre las bases del costo histórico, tal como se explica en las políticas contables incluidas más abajo. El costo histórico está basado generalmente en el valor razonable de la contrapartida dada en el intercambio de los activos.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o el valor pagado para transferir un pasivo entre participantes de un mercado en la fecha de valoración, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Entidad tiene en cuenta las características del activo o pasivo que los participantes del mercado tomarían en cuenta al fijar el precio del activo o pasivo a la fecha de medición. El valor razonable a efectos de medición y o de revelación en los estados financieros, se determina sobre una base de este tipo, a excepción de las mediciones que tienen algunas similitudes con el valor razonable, pero no son su valor razonable, tales como el valor neto de realización de la NIC 2 o el valor en uso de la NIC 36.

Adicionalmente, a efectos de información financiera, las mediciones efectuadas a valor razonable se clasifican en el nivel 1, 2 o 3 con base en el grado de importancia de los importes para la medición del valor razonable en su totalidad, los cuales se describen a continuación:

Nivel 1: Son precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos idénticos que la entidad puede acceder a la fecha de medición.

Nivel 2: Importes distintos a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente.

Nivel 3: Importes son datos no observables para el activo o pasivo.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros.

- 2.3 Reconocimiento de la participación en operaciones conjuntas** - Una operación conjunta es un acuerdo conjunto por el cual la Entidad y las compañías socias que tienen control conjunto sobre dicho acuerdo sobre el cual tienen derecho a los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el mismo. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control sobre el mismo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

La Entidad como operador reconoce en relación con su participación en una operación conjunta:

- a) Sus activos, incluyendo su parte de los bienes comunes
- b) Sus pasivos, incluyendo su parte de los pasivos incurridos conjuntamente
- c) Su participación por la proporción en la prestación de servicios de la operación conjunta
- d) Sus gastos, incluyendo su parte de cualquier gasto que haya incurrido conjuntamente

La Entidad registra los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de conformidad con las NIIF aplicables a la proporción en los activos, pasivos, ingresos y gastos.

Para la determinación de la participación en los Consorcios, se han considerado los últimos estados financieros disponibles al cierre del año, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. Adicionalmente, los estados financieros incluyen las transacciones propias de la Entidad.

- 2.4 Efectivo y equivalentes de efectivo** - Incluye aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar rápidamente en efectivo en un plazo inferior a tres meses y sobregiros bancarios. Los sobregiros bancarios son presentados como pasivos corrientes en el estado de situación financiera.
- 2.5 Inventarios** - Son presentados al costo de adquisición o valor neto realizable, el menor. Son valuados con el método del costo promedio ponderado. 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 en la prestación de servicios.

2.6 *Propiedades, planta y equipo*

2.6.1 *Mobiliario y equipo*

2.6.1.1 *Medición en el momento del reconocimiento* - Las partidas de mobiliario y equipo se miden inicialmente por su costo.

El costo de mobiliario y equipo comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo, su puesta en condiciones de funcionamiento según lo previsto por la gerencia.

2.6.1.2 *Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo* - Después del reconocimiento inicial, el mobiliario y equipo es registrado al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas de deterioro de valor.

Los gastos de reparaciones y mantenimientos se imputan a resultados en el período en que se producen.

2.6.1.3 *Método de depreciación y vidas útiles* - El costo de mobiliario y equipo se deprecia de acuerdo con el método de línea recta. La vida útil estimada, valor residual y método de depreciación son revisados al final de cada año, siendo el efecto de cualquier cambio en el estimado registrado sobre una base prospectiva.

A continuación se presentan las principales partidas de mobiliario y equipo y las vidas útiles usadas en el cálculo de la depreciación:

<u>Ítem</u>	<u>Vida útil (en años)</u>
Vehículos	5
Mobiliario y equipo y equipos de oficina	10
Equipos de computación	3

2.6.2 *Inversiones de exploración y producción* - Las inversiones de exploración y producción se registran de acuerdo con el método de exploración con éxito (“*successful efforts*”). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costos incurridos es el siguiente:

- Los costos originados en la adquisición de intereses en zonas con reservas probadas se capitalizan cuando se incurre en ellos.
- Los costos de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan. Los pozos se califican como “comercialmente explotables” únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento.
- Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento, transporte y almacenamiento de crudo se capitalizan.

- Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en los estados financieros.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores, se amortizan de acuerdo con los siguientes métodos:

- Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas totales del campo al inicio del período de amortización.
- Hasta el año 2012, los costos originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo, transporte, almacenamiento y extracción de las reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización. Los cambios en las estimaciones de reservas se actualizan trimestralmente para el cálculo de la amortización.
- A partir del año 2013, los costos originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo, transporte, almacenamiento y extracción de las reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas totales del campo al inicio del período de amortización. Los cambios en las estimaciones de reservas se actualizan trimestralmente para el cálculo de la amortización y se efectúan de forma prospectiva.

2.6.3 Retiro o venta de propiedades, planta y equipo - La utilidad o pérdida que surja del retiro o venta de una partida de propiedades, planta y equipo es calculada como la diferencia entre el precio de venta y el valor en libros del activo y reconocida en resultados.

2.7 Deterioro del valor de los activos tangibles - Al final de cada período, la Entidad evalúa los valores en libros de sus activos tangibles a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el importe recuperable del activo o unidad generadora de efectivo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (de haber alguna).

Las pérdidas y reversiones por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados.

2.8 Provisión para abandono de campos - De acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos, las Contratistas (en los cuales la Entidad es socia) deberán efectuar las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por la actividad hidrocarburífera. El valor presente de los costos por estas obligaciones es activado conjuntamente con los activos que le dieron origen (inversiones de exploración y producción) y amortizados de la misma manera (Ver Nota 2.6.2). Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto considerando una estimación realizada por la Gerencia de la Entidad en base a un estudio

efectuado por especialistas técnicos de la misma. El referido pasivo disminuirá en la medida que la Entidad incurra en costos de reestructuración de los campos, hasta la fecha de terminación de los contratos. Si un ajuste a la estimación diese como resultado que la amortización acumulada exceda al activo, la diferencia se registra afectando el activo productivo que generó la provisión.

2.9 Impuestos - El gasto por impuesto a la renta representa la suma del impuesto a la renta por pagar corriente, del no corriente y del impuesto diferido.

2.9.1 Impuesto corriente - Se basa en la utilidad gravable (tributaria) registrada durante el año. La utilidad gravable difiere de la utilidad contable, debido a las partidas de ingresos o gastos imponderables o deducibles y partidas que no serán gravables o deducibles. El pasivo de la Entidad por concepto del impuesto corriente correspondiente a su participación en el impuesto a la renta determinado por los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno, es calculado utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período.

2.9.2 Impuestos diferidos - Se reconoce sobre las diferencias temporarias entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y sus bases fiscales. Un pasivo por impuesto diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias temporarias imponderables. Un activo por impuesto diferido se reconoce por todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la Entidad disponga de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el período en el que el activo se realice o el pasivo se cancele.

La Entidad compensa activos por impuestos diferidos con pasivos por impuestos diferidos si, y solo si tiene reconocido legalmente el derecho de compensarlos, frente a la misma autoridad fiscal, los importes reconocidos en esas partidas y la Entidad tiene la intención de liquidar sus activos y pasivos como netos.

2.9.3 Impuestos corrientes y diferidos - Se reconocen como ingreso o gasto, y son incluidos en el resultado, excepto en la medida en que hayan surgido de una transacción o suceso que se reconoce fuera del resultado ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio, en cuyo caso el impuesto también se reconoce fuera del resultado; o cuando surgen del registro inicial de una combinación de negocios.

2.10 Provisiones - Se reconocen cuando la Entidad, tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Entidad tenga que desprenderse de recursos que incorporen beneficios económicos, para cancelar la obligación, y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión debe ser la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final de cada período, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes.

2.10.1 Contratos onerosos - Si la Entidad tiene un contrato oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo deben ser reconocidas y medidas como una provisión. Un contrato oneroso es aquel en el que los costos inevitables de cumplir con las obligaciones comprometidas, son mayores que los beneficios que se esperan recibir del mismo.

2.11 Arrendamientos - Se clasifican como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Todos los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

2.11.1 La Entidad como arrendataria - Los arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta durante el plazo correspondiente al arrendamiento.

2.12 Reconocimiento de ingresos - Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos.

Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de los estados financieros, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad.

2.13 Costos y Gastos - Se registran al costo histórico. Los costos y gastos se reconocen a medida que son incurridos, independientemente de la fecha en que se haya realizado el pago, y se registran en el período más cercano en el que se conocen. Los Consorcios (en los cuales la Entidad participa como socia) incurren en la gran mayoría de costos y gastos propios de la operación, los mismos que son reportados a las socias de manera proporcional a su participación.

2.14 Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo aquellos casos en los que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo de la esencia de la transacción.

Los ingresos y gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y la Entidad tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en resultados.

2.15 Beneficios a empleados

2.15.1 Beneficios definidos: Jubilación patronal y bonificación por desahucio - El costo de los beneficios definidos (jubilación patronal y bonificación por desahucio) es determinado utilizando el Método de la Unidad de Crédito Proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período.

Los costos por servicio presente y pasado se reconocen en el resultado del año en el que se generan, así como el interés financiero generado por la obligación de beneficio definido.

Las nuevas mediciones, que comprenden las ganancias y pérdidas actuariales, se reconocen en el estado de situación financiera con cargo o abono a otro resultado integral, en el período en que se producen. El reconocimiento de la ganancias y pérdidas actuariales en otro resultado integral se reflejan inmediatamente en las ganancias acumuladas y no son reclasificadas a la utilidad o pérdida del período.

2.15.2 Participación a trabajadores y contribución social - La Entidad reconoce un pasivo y un gasto por la participación de los trabajadores en las utilidades del año. Este beneficio se calcula, de acuerdo con disposiciones legales y según a lo establecido en los contratos de los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno (de los cuales la Entidad es Socia), a la tasa del 15% de las utilidades gravables (tributarios); de las cuales el 3% se distribuye entre los trabajadores y el 12% se entrega a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos para proyectos de inversión social, según lo establecido por la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos vigente desde julio del 2010.

2.16 Activos financieros - Todos los activos financieros se reconocen y dan de baja a la fecha de negociación cuando se realiza una compra o venta de un activo financiero y son medidos inicialmente al valor razonable, más los costos de la transacción, excepto por aquellos activos financieros clasificados al valor razonable con cambios en resultados, los cuales son inicialmente medidos al valor razonable y cuyos costos de la transacción se reconocen en resultados.

Todos los activos financieros reconocidos son posteriormente medidos en su totalidad al costo amortizado o al valor razonable y se presentan en activos no corrientes, excepto aquellos con vencimientos originales inferiores a 12 meses a partir de la fecha del estado de situación financiera, que se presentan como activos corrientes.

La Entidad clasifica sus activos financieros en una de las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (préstamos y cuentas por cobrar) y activos financieros disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los instrumentos financieros. La administración determina la clasificación de sus instrumentos financieros en el momento del reconocimiento inicial. Al 31 de diciembre del 2013, la Entidad mantiene principalmente activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar.

2.16.1 Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento - Son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la Gerencia de la Entidad tiene la intención y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Si la Entidad vendiese un importe significativo de los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, la categoría completa se reclasificaría como disponible para la venta.

Estos activos financieros son medidos inicialmente al valor razonable más los costos de transacción. Posteriormente, son medidos al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva menos cualquier deterioro.

2.16.2 Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar - Son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo.

Después del reconocimiento inicial, a valor razonable, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier deterioro.

2.16.3 Deterioro de activos financieros al costo amortizado - Los activos financieros que se miden al costo amortizado son probados por deterioro al final de cada período.

El importe de la pérdida por deterioro del valor para un activo medido al costo amortizado es la diferencia entre el importe en libros y los flujos de efectivo estimados futuros, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

El valor en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente, excepto para las cuentas comerciales por cobrar, donde el importe en libros se reduce a través de una cuenta de provisión. Los cambios en el importe en libros de la cuenta de provisión se reconocen en el estado de resultados.

2.16.4 Baja de un activo financiero - La Entidad da de baja un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, y transfiere de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero. Si la Entidad no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Entidad reconoce su participación en el activo y la obligación asociada por los valores que tendría que pagar.

2.17 Pasivos financieros - Los instrumentos de deuda se clasifican como pasivos financieros de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual. Los pasivos financieros se clasifican como pasivo corriente a menos que la Entidad tenga derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera.

2.17.1 Pasivos financieros medidos al costo amortizado - Se reconocen inicialmente a su costo, neto de los costos que se hayan incurrido en la transacción. Posteriormente, se miden a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (neto de los costos necesarios para su obtención) y el valor del reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida del acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.17.2 Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar - Son pasivos financieros, no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo.

Después del reconocimiento inicial, a valor razonable, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

2.17.3 Baja de un pasivo financiero - La Entidad da de baja un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen sus obligaciones.

2.18 Normas nuevas y revisadas sin efecto material sobre los estados financieros

Durante el año 2013, la Entidad ha aplicado una serie de normas nuevas y revisadas emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), efectivas a partir del 1 de enero del 2013.

Modificaciones a la NIIF 7 Revelaciones - Compensación de activos financieros y pasivos financieros

Durante el año en curso, la Entidad ha aplicado por primera vez las modificaciones a la NIIF 7 Desgloses - Compensación de activos financieros y pasivos financieros. Las modificaciones de la NIIF 7 requieren que las compañías revelen información sobre los derechos de los acuerdos de compensación y afines (tales como requisitos de constitución de garantías) para instrumentos financieros, en virtud de un acuerdo de compensación exigible o acuerdos similares.

Las modificaciones se han aplicado de forma retroactiva. Dado que la Entidad no tiene ningún acuerdo de compensación, la aplicación de las enmiendas no ha tenido impacto significativo en las revelaciones o sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Normas nuevas y revisadas en relación a consolidación, acuerdos conjuntos, asociadas y revelaciones

En mayo del 2012, se emitieron las siguientes normas y revisadas:

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
NIIF 10	Consolidación de estados financieros	Enero 1, 2013
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	Enero 1, 2013
NIIF 12	Revelaciones de intereses en otras entidades	Enero 1, 2013
NIC 27 (Revisada en el 2012)	Estados financieros separados	Enero 1, 2013
NIC 28 (Revisada en el 2012)	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	Enero 1, 2013

Con posterioridad a la emisión de estas normas, se publicaron modificaciones a la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12, a fin de brindar cierta orientación para el período de transición en la aplicación por primera vez de estas normas.

Durante el año 2013, la Entidad ha aplicado por primera vez la NIIF 11(revisada en el 2012), junto con sus modificaciones, en cuanto a la orientación en el período de transición. El impacto de la aplicación de esta norma se detalla a continuación:

Impacto en la aplicación de la NIIF 11:

La NIIF 11 reemplaza a la NIC 31 Participaciones en Negocios Conjuntos y la SIC- 13 Entidades Controladas Conjuntamente - Aportaciones no Monetarias de los Participantes, se ha incorporado en la NIC 28 (revisada en el 2012).

La NIIF 11 establece los lineamientos de clasificación y contabilización de un acuerdo conjunto en el cual dos o más partes tienen el control conjunto. Bajo NIIF 11, sólo hay dos tipos de acuerdos conjuntos: a) operaciones conjuntas y, b) negocios conjuntos. La clasificación de los acuerdos conjuntos bajo NIIF 11 se determina con base en los derechos y obligaciones de las partes en los acuerdos conjuntos, considerando la estructura, la forma

jurídica de las disposiciones, los términos contractuales acordados por las partes en el acuerdo y, en su caso, otros hechos y circunstancias. Una operación conjunta es un acuerdo conjunto por el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo (es decir, los operadores conjuntos) tienen derechos a los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el acuerdo. Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto por el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo (es decir, empresas conjuntas) tienen derecho a los activos netos del acuerdo. Anteriormente, la NIC 31 contemplaba tres tipos de acuerdos conjuntos: a) multigrupo, b) operaciones controladas de forma conjunta y c) activos controlados de forma conjunta. La clasificación de los acuerdos conjuntos según la NIC 31 fue principalmente determinada en base a la forma jurídica de la disposición (por ejemplo, un acuerdo conjunto que se estableció a través de una entidad separada se contabilizó como una entidad controlada de forma conjunta).

La contabilización inicial y posterior de los negocios conjuntos y operaciones conjuntas es diferente. Las inversiones en negocios conjuntos se consolidan por el método de participación (la consolidación proporcional ya no está permitida). Las inversiones en operaciones conjuntas se contabilizan de forma que cada operador conjunto reconoce sus activos (incluyendo su parte de los bienes comunes), sus obligaciones (incluyendo su parte de los pasivos incurridos conjuntamente), sus ingresos (incluyendo su participación en los ingresos de la venta de la operación conjunta) y sus gastos (incluyendo su parte de cualquier gasto que haya incurrido conjuntamente). Cada operador conjunto representa los activos y pasivos, así como los ingresos y gastos, en relación con su participación en la operación conjunta de conformidad con las normas aplicables.

La Gerencia de la Entidad evaluó la clasificación de sus contratos como una operación conjunta de acuerdo con los requerimientos de la NIIF 11. La Gerencia de la Entidad concluyó que la participación de la Entidad en los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno, que fue clasificada como una operación controlada de forma conjunta, según la NIC 31, siga siendo clasificada como tal bajo la NIIF 11, razón por lo cual, no existe cambio en la forma de contabilización.

Adicionalmente, la Entidad realizó una evaluación de deterioro de la inversión inicial al 1 de enero de 2012, y concluyeron que no se requiere reconocer ninguna pérdida por deterioro.

Impacto en la aplicación de la NIIF 12

La NIIF 12 es una nueva norma de revelación y es aplicable a las compañías que tienen participaciones en subsidiarias, acuerdos conjuntos, asociadas y o entidades estructuradas no consolidadas. En general, la aplicación de la NIIF 12 se ha traducido en la inclusión adicional de extensas revelaciones en los estados financieros.

NIIF 13 - Medición del Valor Razonable:

La Entidad ha aplicado la NIIF 13 por primera vez en el año en curso. La NIIF 13 establece una única fuente de orientación para las mediciones y revelaciones efectuadas a valor razonable. El alcance de la NIIF 13 es amplio, los requerimientos de medición del valor razonable de la NIIF 13 se aplican tanto a instrumentos financieros e instrumentos no financieros, para los cuales, otras NIIF requieren o permiten mediciones del valor razonable y las revelaciones sobre las mediciones efectuadas a valor razonable, excepto por arrendamientos, los cuales están dentro del alcance de la NIC 17 Arrendamientos; y

mediciones que tienen algunas similitudes con el valor razonable , pero no son valor razonable (por ejemplo, el valor neto de realización a efectos de la medición de los inventarios o el valor de uso con fines de evaluación de deterioro).

La NIIF 13 define el valor razonable como el precio que se recibiría por vender un activo o el valor pagado para transferir un pasivo en una transacción de mercado principal (o el más ventajoso) en la fecha de medición en las condiciones actuales del mercado.

El valor razonable según la NIIF 13 es el precio de salida, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración.

La NIIF 13 requiere la aplicación prospectiva a partir del 1 enero del 2013. Adicionalmente, las disposiciones transitorias específicas en la norma, establecen que no es necesario aplicar los requisitos de revelación establecidos en la norma, en referencia a la información comparativa proporcionada por períodos antes de la aplicación inicial de la norma. De acuerdo con estas disposiciones transitorias, la Entidad no ha revelado información requerida por la NIIF 13 para el período comparativo 2012.

A parte de las revelaciones adicionales, la aplicación de las NIIF 13 no ha tenido ningún impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 1 - Presentación de partidas en otro resultado integral

Durante el año en curso, la Entidad ha aplicado por primera vez las modificaciones a la NIC 1- Presentación de Partidas en Otro Resultado Integral. Las enmiendas introducen una nueva terminología para el estado del resultado integral y estado de resultados, cuyo uso no es obligatorio. En virtud de las modificaciones a la NIC 1, el estado del resultado integral cambia su nombre por el "estado del resultado del período y otro resultado integral" (y el "estado de resultados" pasa a denominarse como la "estado de utilidad o pérdida"). Las modificaciones de la NIC 1 conservan la opción de presentar el resultado del período y otro resultado integral en un único estado o en dos estados separados pero consecutivos. Sin embargo, las modificaciones a la NIC 1 requieren que las partidas de otro resultado integral sean agrupadas en dos categorías: (a) las partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio, y (b) las partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente al resultado del período cuando se cumplen determinadas condiciones. El impuesto sobre la renta de las partidas de otro resultado integral se asignarán sobre la misma base, y estas modificaciones no cambian la opción de presentar partidas de otro resultado integral antes de impuestos o después de impuestos. Las modificaciones se han aplicado de forma retrospectiva, y por lo tanto, la presentación de partidas de otro resultado integral se ha modificado para reflejar los referidos cambios. Aparte de los cambios de presentación antes mencionados, la aplicación de las modificaciones a la NIC 1 no da lugar a ningún impacto en el resultado del período, la utilidad integral y el resultado integral total.

NIC 19 - Beneficios a los empleados (revisada en el 2012):

En el año en curso, la Entidad ha aplicado la NIC 19 - Beneficios a los Empleados (revisada en el 2012) y las enmiendas consiguientes, por primera vez.

La NIC 19 (revisada en el 2012) cambia la contabilización de los planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. El cambio más importante se refiere a la contabilización de los cambios en las obligaciones por beneficios definidos y los activos del plan. Las modificaciones requieren el reconocimiento de los cambios en las obligaciones por beneficios definidos y en el valor razonable de los activos del plan cuando se producen, y por lo tanto eliminan la el método de la “banda de fluctuación” permitida por la versión previa de la NIC 19, y acelera el reconocimiento de los costos de servicios pasados. Adicionalmente, todas las ganancias y pérdidas actuariales (nuevas mediciones) se reconocen inmediatamente en otro resultado integral. Por otra parte, el costo de interés y rendimiento esperado de los activos del plan utilizados en la versión previa de la NIC 19 se sustituyen por el enfoque del “interés neto”, el cual según la NIC 19 (revisada en el 2012), se calcula aplicando la tasa de descuento neta sobre el pasivo o activo por beneficios definidos. Estos cambios han tenido un impacto no material en los importes reconocidos en el resultado del período y otro resultado integral en años anteriores. Adicionalmente, la NIC 19 (revisada en el 2012) introduce algunos cambios en la presentación del costo por beneficio definidos incluyendo extensas revelaciones adicionales.

A partir del 1 de enero del 2013, la Entidad ha aplicado las disposiciones transitorias pertinentes de la NIC 19 - Beneficios a los Empleados, y ha actualizado los importes comparativos en forma retrospectiva.

2.19 Normas nuevas y revisadas sin efecto sobre los estados financieros

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
Enmiendas a la NIIF 7	Revelaciones - Transferencias de activos financieros	Julio 1, 2012
Enmiendas a la NIC 12	Impuestos diferidos - Recuperación de activos subyacentes	Enero 1, 2013

La Administración considera que la aplicación de las normas nuevas y revisada durante el año 2013, detalladas anteriormente, no ha tenido un efecto material sobre la posición financiera de la Entidad, los resultados de sus operaciones o sus flujos de efectivo.

2.20 Normas nuevas revisadas emitidas pero aún no efectivas - La Entidad no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) nuevas revisadas que han sido emitidas pero aún no son efectivas:

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
NIIF 9	Instrumentos financieros	Enero 1, 2015
Enmiendas a la NIIF 9 y NIIF 7	Fecha obligatoria efectiva de la NIIF 9 y revelaciones de transición	Enero 1, 2015
Enmiendas a la NIC 32	Compensación de activos y activos Financieros	Enero 1, 2014

La NIIF 9 emitida en noviembre del 2009, introdujo nuevos requisitos para la clasificación y medición de activos financieros. Esta norma se modificó en octubre del 2010, la cual incluyó los requisitos para la clasificación y medición de pasivos financieros, así como su baja en los estados financieros.

Los requisitos claves de la NIIF 9:

El reconocimiento y medición de los activos financieros que se clasifican dentro del alcance de la NIC 39 - Instrumentos Financieros se reconocerán posteriormente a su costo amortizado o valor razonable.

La Entidad prevé que la aplicación de la NIIF 9 en el futuro podría tener un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos, en relación con los activos financieros y pasivos financieros de la Entidad. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

Modificaciones a la NIC 32 - Compensación de activos financieros y pasivos financieros:

Las modificaciones de la NIC 32 clarifican los requisitos requeridos para la compensación de los activos financieros y pasivos financieros.

La Entidad no prevé que la aplicación de las modificaciones a la NIC 32, tendrán un impacto significativo en los estados financieros de la Entidad, en razón a que la Entidad no mantiene activos financieros y pasivos financieros que califiquen para ser compensados.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de los presentes estados financieros en conformidad con NIIF requiere que la Gerencia realice ciertas estimaciones y establezca algunos supuestos inherentes a la actividad económica de la Entidad, con el propósito de determinar la valuación y presentación de algunas partidas que forman parte de los estados financieros. En opinión de la Administración, tales estimaciones y supuestos estuvieron basados en la mejor utilización de la información disponible al momento, los cuales podrían llegar a diferir de sus efectos finales.

A continuación se presentan las estimaciones y juicios contables críticos que la Gerencia de la Entidad ha utilizado en el proceso de aplicación de los criterios contables:

3.1 Deterioro de activos - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, se analiza el valor de los activos e inversiones para determinar si existe algún indicio de que dichos activos e inversiones hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo. Si se trata de activos e inversiones identificables que no generan flujos de efectivo de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en períodos anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable incrementando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse reconocido la pérdida por deterioro.

Al 31 de diciembre del 2013, no se identificó una pérdida por deterioro en los activos de la Entidad.

- 3.2 Provisiones para obligaciones por beneficios definidos** - El valor presente de las provisiones para obligaciones por beneficios a definidos depende de varios factores que son determinados en función de un cálculo actuarial basados en varios supuestos. Estos supuestos utilizados para determinar el valor presente de estas obligaciones incluye una tasa de descuento. Cualquier cambio en los supuestos impacta en el valor en libros de las provisiones de estos beneficios.

El actuario contratado por la Entidad para realizar el cálculo actuarial, utiliza la tasa de descuento, la tasa de mortalidad y de rotación al final de cada año reportados por la Gerencia de la Entidad. La tasa de descuento es la tasa de interés que debe ser utilizada para determinar el valor presente de los flujos futuros de caja estimados que se espera van a ser requeridos para cumplir con la obligación de estos beneficios.

Las obligaciones por prestaciones definidas de la Entidad se descuentan a una tasa establecida por referencia al rendimiento de mercado de los bonos emitidos por el Gobierno del Ecuador (al final del período sobre el que se informa).

- 3.3 Provisión para abandono de campos** - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, la Entidad efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de campos, en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos de los Consorcios (en los cuales la Entidad participa como socia). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 7.43% (7.02% para el año 2012).

- 3.4 Reservas de crudo** - Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por la Entidad. Las reservas probadas desarrolladas (aplicables para el año 2012) son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y método 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 inversiones de exploración y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas (aplicables para el año 2012) también están sujetas a cambios.

- 3.5 Contingencias** - Las estimaciones de estas provisiones están basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales sobre la cuantía de los desembolsos que se deberían efectuar para liquidar las obligaciones generadas por estas contingencias. Cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de contingencias, podrían originar un efecto significativo en las provisiones registradas.

- 3.6 Impuesto a la renta diferido** - La Entidad 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.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

El efectivo y equivalentes de efectivo como se muestra en el estado de flujo de efectivo puede ser conciliado con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera de la siguiente manera:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Bancos	2,253	4,479
Inversiones temporales	<u>7,364</u>	<u>5,467</u>
Subtotal	9,617	9,946
Sobregiro bancario	<u>(1,368)</u>	<u>(4,412)</u>
Total, neto	<u>8,249</u>	<u>5,534</u>

Inversiones Temporales - Al 31 de diciembre del 2013, corresponde principalmente a depósitos a corto plazo con vencimiento en enero del 2014 (en enero del 2013 para el año 2012), con una tasa de interés efectiva anual promedio del 0.01% (0.09% para el año 2012)

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

	... Diciembre 31,... <u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<i>Secretaría de Hidrocarburos:</i>		
Contrato de prestación servicios Bloque 16 y Bloque Tivacuno	15,226	13,576
Contrato de cesión de capacidad garantizada de oleoducto	4,261	3,338
<i>Compañías relacionadas:</i>		
Repsol Netherlands Finance B.V.	106,126	140,540
Repsol Trading y Transporte S.A. - RTTSA	12,923	22,204
Cuentas por cobrar Socias y Consorcio Bloque 16	3,743	1,696
Cuentas por cobrar Socias y Consorcio Bloque Tivacuno	233	23
Otras	91	478
Otras cuentas por cobrar - Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador	10,779	10,779
Otras cuentas por cobrar	2,031	2,364
Anticipo a proveedores	1,203	1,429
Provisión para cuentas dudosas	<u>(12,473)</u>	<u>(12,635)</u>
Total	<u>144,143</u>	<u>183,792</u>

Repsol Netherlands Finance B.V. - Al 31 de diciembre del 2013, constituyen préstamos otorgados a la referida compañía, con vencimientos en febrero del 2014 (en febrero del 2013 para el año 2012), a una tasa de interés efectiva anual del 0.2419% (0.1878% para el año 2012).

Otras Cuentas por Cobrar - Petroecuador - Constituyen saldos por cobrar a Petroecuador por servicios provistos de acuerdo a un convenio de cooperación (firmado en 1996 con YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador) que asciende a US\$5 millones y por facturas de alquiler de la capacidad garantizada del año 2010 que ascendían originalmente a US\$5.7 millones cuyos pagos fueron retenidos por una acción coactiva efectuada por Petroecuador debido a otros juicios planteados en contra de la Entidad por parte de la Contraloría General del Estado (Ver Nota 19). Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, estas cuentas por cobrar se encuentran provisionadas en su totalidad.

6. INVENTARIOS

Representan materiales y repuestos disponibles a ser utilizados en las actividades de explotación y extracción de petróleo crudo. Adicionalmente, al 31 de diciembre del 2013 y 2012, incluye la participación en el volumen de petróleo crudo extraído por los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno, pero no vendido por la Entidad, y representan 4,765 barriles de petróleo crudo, respectivamente. Los barriles no vendidos al 31 de diciembre del 2013 y 2012, corresponden al remanente de la anterior modalidad contractual de participación (Ver Nota 1).

Durante los años terminados al 31 de diciembre del 2013 y 2012, se registraron en resultados el consumo de materiales y repuestos por US\$7.9 millones y US\$8.2 millones, respectivamente.

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Un resumen de propiedades, planta y equipo, neto es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<i>Inversiones de exploración y producción:</i>		
Inversiones de producción	727,940	708,192
Sistema de transporte y almacenamiento	11,141	11,141
Investigación y desarrollo	4,039	3,163
Inversiones de exploración	<u>5,836</u>	<u>5,836</u>
Subtotal	748,956	728,332
Mobiliario y equipo	<u>2,074</u>	<u>1,885</u>
Total propiedades, planta y equipo	751,030	730,217
Amortización y depreciación acumulada	<u>(628,970)</u>	<u>(593,641)</u>
Total, neto	<u>122,060</u>	<u>136,576</u>

Los movimientos de propiedades, planta y equipo fueron como sigue:

	Inversiones de exploración y <u>producción</u>	Mobiliario <u>y equipo</u>	<u>Total</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...		
<u>Costo:</u>			
Saldos al 31 de diciembre del 2011	696,661	1,762	698,423
Adquisiciones	30,104	123	30,227
Ajuste de provisión para abandono de campos por cambio de tasa	<u>1,567</u>	<u> </u>	<u>1,567</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2012	728,332	1,885	730,217
Adquisiciones	24,233	189	24,422
Ajuste de provisión para abandono de campos por cambio de tasa	(292)		(292)
Ajuste de provisión para abandono de campos - extensión del contrato (Ver Notas 1 y 11)	<u>(3,317)</u>	<u> </u>	<u>(3,317)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2013	<u>748,956</u>	<u>2,074</u>	<u>751,030</u>

Los movimientos de la amortización y depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo fueron como sigue:

	Inversiones de exploración y <u>producción</u>	Mobiliario y equipo	<u>Total</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...		
<u>Amortización y depreciación acumulada:</u>			
Saldos al 31 de diciembre del 2011	(549,354)	(1,446)	(550,800)
Costos y gastos por amortización y depreciación	<u>(42,652)</u>	<u>(189)</u>	<u>(42,841)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2012	(592,006)	(1,635)	(593,641)
Costos y gastos por amortización y depreciación	<u>(35,148)</u>	<u>(181)</u>	<u>(35,329)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2013	(627,154)	(1,816)	(628,970)

Evaluación y Provisión por Deterioro del Valor de las Propiedades, Planta y Equipo - Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal efectuó un estudio para determinar el posible deterioro de los activos y concluyó que no existen razones para registrar provisión alguna por deterioro del valor de los activos.

Amortización de las Inversiones de Exploración y Producción - A partir del año 2013, para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción, la Entidad utilizó las reservas probadas totales (reservas probadas desarrolladas y probadas totales para el año 2012). Ver nota 2.6.2.

Un promedio de dichas reservas y, el volumen de producción por los años terminados el 31 de diciembre del 2013 y 2012, es como siguen:

	Promedio de reservas probadas desarrolladas		Promedio de reservas probadas totales		Volumen de producción del año	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	... (en miles de barriles de petróleo crudo) ...					
Bloque 16 y Bogi - Capirón	<u>8,751</u>	<u>11,180</u>	<u>10,978</u>	<u>15,687</u>	<u>3,900</u>	<u>4,644</u>
Bloque Tivacuno	<u>1,355</u>	<u>1,309</u>	<u>1,684</u>	<u>1,100</u>	<u>506</u>	<u>527</u>

Inversiones de Preproducción - Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, las inversiones de preproducción se encontraban totalmente amortizadas.

8. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

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

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Proveedores	19,299	24,761
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. - compañía relacionada	7,228	7,109
<i>Otras cuentas por pagar:</i>		
Secretaría Nacional de Hidrocarburos	9,401	10,886
Beneficios a trabajadores	2,447	2,436
Participación a trabajadores	2,350	2,722
Ministerio de Recursos No Renovables	1,311	1,517
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	—	<u>22,960</u>
Total	<u>42,036</u>	<u>72,391</u>

Secretaría Nacional de Hidrocarburos - Constituye el 12% de la participación sobre las utilidades del año 2013 por pagar a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos para proyectos de inversión social (Ver Nota 2.15.2).

Participación de Petroecuador en el Excedente del Precio de Venta de Crudo - Constituye el saldo por pagar por el incremento en el porcentaje de la participación del Estado Ecuatoriano sobre los excedentes de los precios de petróleo no pactados o no previstos en los respectivos contratos (del 50% al 99% de acuerdo al Decreto Ejecutivo No. 622 que modificó el Reglamento a la Ley No. 42-2006) por el período comprendido entre el 1 de abril y el 30 de noviembre de 2008. El valor a pagar fue establecido en función de una conciliación y convenio de desembolsos efectuado entre Petroecuador y la Entidad en Ecuador. Al 31 de Diciembre del 2013, la Entidad ha cancelado la totalidad de esta cuenta por pagar.

9. IMPUESTOS

9.1. Activos y pasivos del año corriente y pasivos no corrientes - Un resumen de activos y pasivos por impuestos corrientes y de los pasivos por impuestos no corrientes es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<i>Activos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto al valor agregado - IVA por liquidar	376	1,178
Crédito tributario de impuesto a la renta	<u>638</u>	<u>728</u>
Total	<u>1,014</u>	<u>1,906</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por pagar:		
Del año (Ver Nota 9.2)	6,056	6,397
Contingencias fiscales (1)	3,836	3,554
Retenciones de IVA	2,090	1,399
Impuesto al valor agregado (IVA por pagar)	<u>2,253</u>	<u>1,163</u>
Total	<u>14,235</u>	<u>12,513</u>
<i>Pasivos por impuestos no corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por contingencias fiscales y total	<u>33,842</u>	<u>31,960</u>

Impuesto al Valor Agregado - IVA por Liquidar - Constituye un saldo que el Consorcio Bloque 16 mantiene por cobrar al Servicio de Rentas Internas - SRI por US\$1 millón (US\$376 mil corresponde a la Entidad), por concepto del Impuesto al Valor Agregado - IVA pagado en la importación y adquisición local de bienes y servicios necesarios para la producción de hidrocarburos destinada a la exportación de acuerdo a la anterior modalidad contractual. A la fecha de emisión de los estados financieros, este saldo se encuentra en proceso de reclamo ante el SRI.

Impuesto a la Renta por Contingencias Fiscales - Constituye la provisión por contingencias fiscales (Ver Nota 19). Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta no corriente por los años terminados el 31 de diciembre del 2013 y 2012, es como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	35,514	33,451
Provisión de costos financieros, Nota 16	<u>2,164</u>	<u>2,063</u>
Saldos al final del año	<u>37,678</u>	<u>35,514</u>

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<i>Clasificación:</i>		
Corriente (1)	3,836	3,554
No corriente	<u>33,842</u>	<u>31,960</u>
Total	<u>37,678</u>	<u>35,514</u>

(1) Corresponde a la provisión por el Acta de Determinación sobre el impuesto a la renta del año 2001, la cual se presenta como un saldo corriente al 31 de diciembre del 2013 al considerarse que es probable su liquidación durante el año 2014 (Ver Nota 19).

9.2. Conciliación tributaria - contable del impuesto a la renta corriente - Una reconciliación entre la utilidad (pérdida) según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente, es como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<u>Bloque 16:</u>		
Utilidad (pérdida) antes del impuesto a la renta	(15,841)	3,199
Amortización de pérdidas tributarias (1)		(9,330)
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	<u>76,128</u>	<u>75,655</u>
Utilidad gravable (2)	<u>60,287</u>	<u>69,524</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque 16	<u>13,262</u>	<u>15,990</u>

2013 2012
(en miles de U.S. dólares)

Bloque Tivacuno:

Utilidad antes del impuesto a la renta	6,211	6,718
Gastos no deducibles	<u>78</u>	<u>867</u>
Utilidad gravable (2)	<u>6,289</u>	<u>7,585</u>
 Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque Tivacuno	 <u>1,384</u>	 <u>1,745</u>
 Total gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados	 <u>14,646</u>	 <u>17,735</u>

(1) De acuerdo con disposiciones legales, las pérdidas tributarias pueden ser compensadas con las utilidades gravables que se obtengan dentro de los cinco (5) períodos impositivos siguientes sin que exceda, en cada período, del 25% de las utilidades gravables. Al 31 de diciembre del 2013, la Entidad amortizó la totalidad de las pérdidas tributarias.

(2) De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 22% sobre las utilidades sujetas a distribución (23% para el año 2012).

De acuerdo con disposiciones legales, la liquidación y pago del impuesto a la renta debe efectuarse por cada contrato y no se pueden compensar sus saldos.

A la fecha de emisión de los estados financieros han sido revisadas por parte de la autoridad tributaria las declaraciones de impuestos de la Entidad hasta el año 2005, y las declaraciones del Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno hasta el año 2009. Son susceptibles de revisión las declaraciones de impuestos a partir del año 2010.

Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta, fueron como sigue:

2013 2012
(en miles de U.S. dólares)

Saldos al comienzo del año	6,397	
Provisión del año	14,646	17,735
Pagos efectuados	(14,897)	(9,505)
Crédito tributario de impuesto a la renta del año anterior	(728)	(2,561)
Reclasificación a crédito tributario (Nota 9.1)	<u>638</u>	<u>728</u>
 Saldos al fin del año (Nota 9.1)	 <u>6,056</u>	 <u>6,397</u>

Pagos efectuados - Corresponde al anticipo pagado y retenciones en el fuente.

- 9.3. **Saldos del impuesto diferido** - Los movimientos de activos por impuestos diferidos, fueron como sigue:

	Saldos al comienzo <u>del año</u>	Reconocido en los <u>resultados</u>	Saldos al fin <u>del año</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...		

Año 2013:

Bloque 16:

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de exploración y producción	4,606	454	5,060
Provisión por abandono de campos	2,276	605	2,881
Provisión por contingencias	116		116
Provisión jubilación patronal	103	36	139
Otras provisiones	<u>3,289</u>	<u>(37)</u>	<u>3,252</u>
Subtotal Bloque 16	<u>10,390</u>	<u>1,058</u>	<u>11,448</u>

Bloque Tivacuno:

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de exploración y producción	648	(61)	587
Provisión por abandono de campos	81	202	283
Otras provisiones	<u>25</u>	<u>—</u>	<u>25</u>
Subtotal Bloque Tivacuno	<u>754</u>	<u>141</u>	<u>895</u>
Total activo por impuesto diferido	<u>11,144</u>	<u>1,199</u>	<u>12,343</u>

ESPACIO EN BLANCO

Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados	Saldos al fin del año
... (en miles de U.S. dólares) ...		

Año 2012:

Bloque 16:

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de exploración y producción	3,257	1,349	4,606
Provisión por abandono de campos	1,857	419	2,276
Provisión por contingencias	640	(524)	116
Provisión jubilación patronal	84	19	103
Pérdidas tributarias no utilizadas	2,146	(2,146)	
Otras provisiones	<u>3,631</u>	<u>(342)</u>	<u>3,289</u>
Subtotal Bloque 16	<u>11,615</u>	<u>(1,225)</u>	<u>10,390</u>

Bloque Tivacuno:

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de exploración y producción	507	141	648
Provisión por abandono de campos	28	53	81
Otras provisiones	<u>21</u>	<u>4</u>	<u>25</u>
Subtotal Bloque Tivacuno	<u>556</u>	<u>198</u>	<u>754</u>
Total activo por impuesto diferido	<u>12,171</u>	<u>(1,027)</u>	<u>11,144</u>

ESPACIO EN BLANCO

9.4. Impuesto a la renta reconocido en los resultados - Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta es como sigue:

	<u>2013</u> (en miles de U.S. dólares)	<u>2012</u>
<u>Bloque 16:</u>		
Utilidad (pérdida) según estados financieros antes de impuesto a la renta	(15,841)	<u>3,199</u>
Gasto de impuesto a la renta	(3,485)	736
Amortización de pérdidas tributarias		(2,146)
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	<u>16,747</u>	<u>17,400</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>13,262</u>	<u>15,990</u>
Tasa efectiva de impuesto a la renta	<u>-</u>	<u>500%</u>

Bloque Tivacuno:

Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	<u>6,211</u>	<u>6,718</u>
Gasto de impuesto a la renta	1,366	1,545
Gastos no deducibles	<u>18</u>	<u>200</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>1,384</u>	<u>1,745</u>
Tasa efectiva de impuesto a la renta	<u>22%</u>	<u>26%</u>
Total impuesto a la renta cargado a resultados	<u>14,646</u>	<u>17,735</u>

9.5. Aspectos Tributarios

Código Orgánico de la Producción: Con fecha diciembre 29 de 2012 se promulgó en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, el mismo que incluye entre otros aspectos tributarios la reducción progresiva en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 23% para el año 2013 y 22% a partir del año 2014. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, para la medición del activo por impuestos diferidos, la Entidad utilizó una tasa de impuesto a la renta promedio del 22% y 23% respectivamente.

Aspectos Tributarios de la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado: Con fecha noviembre 24 de 2012 se promulgó en el Suplemento del Registro Oficial No. 583 la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado, la misma que incluye entre otros aspectos tributarios la tarifa del Impuesto a la Salida de Divisas - ISD se incrementó del 2% al 5%. Por presunción se considera hecho generador de este impuesto el uso de dinero en el exterior y se establece como exento de este impuesto el pago de dividendos a compañías o personas naturales que no estén domiciliadas en paraísos fiscales. Los pagos de este impuesto en la importación de materias primas, insumos y bienes de capital, que consten en el listado que establezca el Comité de Política Tributaria y que sean utilizados en procesos productivos, pueden ser utilizados como crédito tributario de impuesto a la renta.

- 9.5 Precios de Transferencia** - La Entidad no dispone del estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes relacionadas locales y/o del exterior correspondiente al año 2013, requerido por disposiciones legales vigentes, en razón de que el plazo para su presentación ante las autoridades tributarias, vence en el mes de junio del año 2013. Dicho estudio constituye una base para determinar si las operaciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. A la fecha de emisión de los estados financieros, dicho estudio se encuentra en proceso de ejecución y la Gerencia de la Entidad en Ecuador considera que los efectos del mismo, si hubiere, carecen de importancia relativa. Al 31 de diciembre del 2012, la Entidad efectuó el estudio de precios de transferencia en el cual se estableció que las transacciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia.

10. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

Un resumen de las obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Jubilación patronal	3,477	2,424
Bonificación por desahucio	<u>1,275</u>	<u>848</u>
Total	<u>4,752</u>	<u>3,272</u>

- 10.1 Jubilación patronal** - De acuerdo con disposiciones del Código del Trabajo, los trabajadores que por veinte años o más hubieren prestado sus servicios en forma continuada o interrumpida, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores sin perjuicio de la jubilación que les corresponde en su condición de afiliados al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social.

Los movimientos en el valor presente de la obligación de jubilación patronal fueron como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	2,424	2,003
Costo de los servicios del período corriente	627	390
Costo por intereses	170	140
Ganancias actuariales	328	32
Ganancias sobre reducciones	<u>(72)</u>	<u>(141)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,477</u>	<u>2,424</u>

10.2 Bonificación por desahucio - De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, en los casos de terminación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, la Entidad entregará el 25% de la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicio.

Los movimientos en el valor presente de obligación de bonificación por desahucio fueron como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	847	692
Costo de los servicios del período corriente	246	134
Costo por intereses	59	45
Ganancias (pérdidas) actuariales	214	(23)
Ganancias sobre reducciones	<u>(91)</u>	<u>—</u>
Saldos al fin del año	<u>1,275</u>	<u>848</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 por un actuario independiente. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del trabajador y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio a cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surjan de los ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan al otro resultado integral.

Las hipótesis actuariales significativas utilizadas para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos son la tasa de descuento, incremento salarial esperado y la mortalidad. El análisis de sensibilidad detallado a continuación se ha desarrollado en base a los cambios razonablemente posibles que se produzcan al final del período de referencia de los respectivos supuestos.

Si la tasa de descuento varía en 100 puntos básicos (mayor o menor), la obligación por beneficios definidos, disminuiría en US\$750 mil (aumentaría por US\$938 mil).

Si los incrementos salariales esperados (aumentan o disminuyen) en un 1%, la obligación por beneficios definidos se incrementaría en US\$968 mil (disminuiría por US\$784 mil).

Si la esperanza de vida (aumenta o disminuye) por un año tanto para hombres como para mujeres, la obligación por beneficios definidos aumentaría en US\$136 mil (disminuiría en US\$138 mil).

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo de la variación real en la obligación por beneficios definidos, ya que es poco probable que el cambio en las hipótesis se produzcan en forma aislada unos de otros (algunos de los supuestos pueden ser correlacionados).

Es importante mencionar, que en el análisis de sensibilidad desarrollado, el valor presente de las obligaciones por beneficios definidos se calculó utilizando el método de crédito unitario proyectado, que es el mismo que el aplicado en el cálculo de la obligación por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera. No hubo cambios en los métodos e hipótesis utilizados al elaborar el análisis de sensibilidad respecto a años anteriores.

Las presunciones principales usadas para propósitos de los cálculos actuariales son las siguientes:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	%	%
Tasa de descuento	7.00	7.00
Tasa esperada de incremento salarial	3.00	3.00

Los importes reconocidos en los resultados respecto a dichos planes de beneficios definidos son los siguientes:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Costo actual del servicio	873	524
Intereses sobre la obligación	229	185
Ganancias provenientes de reducciones	<u>(163)</u>	<u>(141)</u>
Total	<u>939</u>	<u>568</u>

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, los importes reconocidos en otro resultado integral correspondientes a ganancias actuariales fueron de US\$542 mil y US\$9 mil, respectivamente.

11. PROVISIONES

Un resumen de provisiones es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Provisiones para contingencias	11,904	11,902
Provisión para abandono de campos	11,816	14,416
Otras provisiones	<u>1,409</u>	<u>1,331</u>
Total	<u>25,129</u>	<u>27,649</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	1,101	1,101
No corriente	<u>24,028</u>	<u>26,548</u>
Total	<u>25,129</u>	<u>27,649</u>

Provisión para Contingencias - Constituyen principalmente provisiones de participación a trabajadores originadas por contingencias (Ver Nota 19). La clasificación de la provisión para contingencias fueron como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Corriente (1)	1,101	1,101
No corriente	<u>10,803</u>	<u>10,801</u>
Total	<u>11,904</u>	<u>11,902</u>

(1) Corresponde a la provisión por el Acta de Determinación sobre el impuesto a la renta del año 2001 (la cual tiene efecto en la participación a trabajadores), que se presenta como un saldo corriente al 31 de diciembre del 2013 y 2012, al considerarse que es probable su liquidación durante el año 2014 (Ver Nota 19).

Provisión para Abandono de Campos - Constituye una estimación realizada por la Administración en base a un estudio interno realizado por especialistas técnicos de la Entidad. Los movimientos de la provisión para abandono de campos fueron como sigue:

	<u>2013</u> (en miles de U.S. dólares)	<u>2012</u> (en miles de U.S. dólares)
Saldos al inicio del año	14,416	11,780
Ajuste por cambio de tasa	(292)	1,566
Ajuste de provisión para abandono de campos - extensión del contrato (1)	(3,317)	
Actualización financiera	<u>1,009</u>	<u>1,070</u>
Saldos al fin del año	<u>11,816</u>	<u>14,416</u>

(1) Constituye un ajuste a la estimación, generado por la extensión del plazo contractual del Bloque 16 hasta el 31 de diciembre del 2022 y la inclusión de costos ambientales del campo Wati (Ver Nota 1).

12. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

12.1 Gestión de riesgos financieros - En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, la Entidad está expuesta a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa al valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

La Entidad dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesta. Las actividades propias de la Entidad conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

12.1.1 Riesgo de mercado - El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables del mismo. La Entidad está expuesta a diversos tipos de riesgos de mercado:

- **Riesgo de tipo de interés** - Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable. Asimismo, pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos financieros.
- **Riesgo de precio de commodities** - Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados de la Entidad están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo y sus productos derivados.

La Entidad realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidad. Estas se complementan con otras medidas en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requieren.

12.1.2 Riesgo de liquidez - El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad de la Entidad para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Con el fin de asegurar la liquidez y poder atender todos los compromisos de pago que se derivan de su actividad, la Entidad dispone de la tesorería que muestra su balance, así como de la financiación. Adicionalmente, la Entidad se financia directamente con su Casa Matriz por lo que este riesgo se minimiza.

12.1.3 Riesgo de Crédito - El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un deudor no cumpla con sus obligaciones contractuales. La exposición de la Entidad es consecuencia de las transacciones que realiza en su mayoría con las empresas del Grupo Repsol y con la Secretaría Nacional de Hidrocarburos.

La gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones de la Entidad, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago del cliente.

12.2 Categorías de los instrumentos financieros - Un detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por la Entidad es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Activos - Costo amortizado:		
Efectivo y equivalentes de efectivo (Ver Nota 4)	9,617	9,946
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Ver Nota 5)	<u>144,143</u>	<u>183,792</u>
Total	<u>153,760</u>	<u>193,738</u>
Pasivos - Costo amortizado:		
Sobregiro bancario	1,368	4,412
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Ver Nota 8)	<u>42,036</u>	<u>72,391</u>
Total	<u>43,404</u>	<u>76,803</u>

La Gerencia de la Entidad considera que los importes en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros se aproximan a su valor razonable.

13. PATRIMONIO

13.1 Capital Asignado - El capital asignado a la Sucursal representa la inversión extranjera directa registrada en el Banco Central del Ecuador. La Sucursal está registrada en la Superintendencia de Compañías del Ecuador como sucursal una de compañía extranjera.

13.2 Contribuciones de Casa Matriz - Durante el año 2006, la Sucursal recibió instrucciones para registrar US\$129.5 millones como contribuciones capitalizables correspondientes a saldos pendientes a favor de Repsol Ecuador S.A. (Casa Matriz); adicionalmente, recibió nuevas contribuciones por US\$141.7 millones en el año 2006 y US\$17.4 millones en el año 2007.

13.3 Déficit Acumulado - Un resumen del déficit acumulado es como sigue:

	Saldos a	
	Diciembre 31,	Diciembre 31,
	2013	2012
	... (en miles de U.S. dólares) ...	
Déficit acumulado	(122,342)	(99,250)
Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF	<u>8,747</u>	<u>8,747</u>
Total	<u>(113,595)</u>	<u>(90,503)</u>

El saldo de la siguiente cuenta surge de la aplicación por primera vez de las NIIF, el cual según Resolución emitida por la Superintendencia de Compañías del Ecuador el 14 de octubre del 2011, podrá ser utilizado de la siguiente forma:

Resultados Acumulados Provenientes de la Adopción Por Primera Vez de las NIIF de las cuentas de Ecuador - Incluye los valores resultantes de los ajustes originados en la adopción por primera vez de las NIIF. El 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 Entidad.

14. INGRESOS

Ingresos por Prestación de Servicios - Incluye los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios del Bloque 16 y Bloque Tivacuno, firmados con la Secretaría de Hidrocarburos. Ver Nota 1.

Cesión de Capacidad Garantizada de Oleoducto - En el año 2011, debido al cambio de modalidad contractual, la Entidad firmó un convenio con la Secretaría de Hidrocarburos para ceder la capacidad garantizada que la Entidad mantiene en el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A., en la cantidad de barriles equivalentes al total de la producción de los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno. Adicionalmente, incluye ingresos por cesión de capacidad garantizada a Petroamazonas EP.

15. AMORTIZACIÓN Y DEPRECIACIÓN

Un detalle de amortización y depreciación es como sigue:

	... Diciembre 31, ... <u>2013</u> (en miles de U.S. dólares)	<u>2012</u>
Amortización de las inversiones de exploración y producción	35,148	42,652
Depreciación de mobiliario y equipo	<u>181</u>	<u>189</u>
Total	<u>35,329</u>	<u>42,841</u>

16. COSTOS FINANCIEROS

Un detalle de costos financieros es como sigue:

	... Diciembre 31, ... <u>2013</u> (en miles de U.S. dólares)	<u>2012</u>
Costo financiero de provisiones por contingencias fiscales	2,161	2,063
Actualización financiera de provisión para abandono de campos (Ver Nota 11)	1,009	1,070
Intereses en Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo (Ver Nota 8)	1,399	944
Costos (ingresos) financieros, neto	<u>404</u>	<u>(136)</u>
Total	<u>4,973</u>	<u>3,941</u>

17. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las principales transacciones con partes relacionadas se desglosan como siguen:

	<u>2013</u> (en miles de U.S. dólares)	<u>2012</u>
<i>Recuperación de cuentas por servicios prestados mediante la entrega de petróleo crudo:</i>		
Repsol Trading y Transporte S.A. - RTTSA	<u>177,495</u>	<u>188,055</u>
<i>Pago de capacidad garantizada:</i>		
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	<u>84,988</u>	<u>76,821</u>

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<i>Operaciones Consorciales:</i>		
Reembolsos de los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno	<u>19,788</u>	<u>18,129</u>
Ingreso por honorarios	<u>1,308</u>	<u>1,122</u>

18. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Entidad, al 31 de diciembre del 2013, como resultado de la participación proporcional de las entidades controladas en forma conjunta (Consortios) de los cuales es socia:

	...Consortios Bloque 16 y Bloque Tivacuno...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	...(en miles de U.S. dólares)	
<i>Información financiera de los consorcios:</i>		
Total activos	1,155,811	1,119,882
Total pasivos	230,932	337,726
Ingresos	460,329	532,667
Costos y gastos de operación	230,943	238,641
<i>Participación</i>	35%	35%
<i>Valores reconocidos por la Entidad:</i>		
Total activos	194,696	204,711
Total pasivos	59,347	97,566
Ingresos	162,112	187,556
Costos y gastos de operación	35,549	27,140

Los saldos y transacciones de la Entidad representan la participación proporcional en los Consortios y transacciones propias de la Entidad. Saldos y transacciones comunes entre los Consortios y la Entidad han sido eliminados.

19. CONTINGENCIAS

Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador

- **Convenio Shushufindi** - El 18 de agosto de 1999, YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador, en calidad de operador del Bloque 16 y Área Tivacuno firmó un Convenio de cooperación mutua con Petroproducción por lo que entregó US\$23 millones por este concepto, valor que no fue compensado por Petroecuador. En el mes de abril de 2007, el nuevo operador, el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno (en el cual la Entidad participaba como socia y que en el año 2012 se separó en los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno), firmó un acta de compensación de cuentas con Petroecuador relacionadas con el referido convenio a través del cual se compensaron US\$18.5 millones entre las cuentas por cobrar y por pagar que se mantenían con Petroecuador. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, se encuentra pendiente de liquidar US\$5 millones que se encuentran totalmente provisionados.
- **Tarifa de transporte** - Durante el año 2010, se incrementó la cuenta por cobrar a Petroecuador por US\$6.2 millones correspondientes a la facturación por transporte de crudo según convenio firmado entre las partes cuyos pagos fueron retenidos por una acción coactiva efectuada por Petroecuador debido a otros juicios planteados en contra de la Entidad por parte de la Contraloría General del Estado. Durante el año 2012, la Entidad recuperó US\$1 millón de la referida cuenta por cobrar. El saldo al 31 de diciembre del 2013 y 2012 de la cuenta por cobrar asciende a US\$10.7 millones y se encuentra provisionado en su totalidad.

Acta de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipo de Impuesto a la Renta del Año 2001

- En el proceso de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador, se determinó que la Entidad debe pagar un impuesto a la renta adicional por el año 2001 por US\$1.9 millones. Adicionalmente, se determinó un anticipo de impuesto a la renta para el año 2002 de US\$857 mil y una participación a trabajadores por US\$1.4 millones. La Entidad luego de varias impugnaciones sobre las glosas relacionadas con la amortización de inversiones, canceló en noviembre del 2010 US\$373 mil de impuesto a la renta y US\$406 mil por intereses generados a esa fecha. Durante el año 2010, la Corte Nacional del Justicia emitió un fallo desfavorable y la Corte Constitucional negó una acción extraordinaria de protección presentada por la Entidad. En el año 2011, la Entidad solicitó al Tribunal Fiscal ejecutar la sentencia liquidando la obligación. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros no se ha efectuado la liquidación final. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Entidad mantiene registrado provisiones por US\$4.9 millones y US\$4.7 millones, respectivamente (incluido intereses), por los conceptos glosados por el Servicio de Rentas Internas, los cuales fueron clasificados como corrientes, al considerarse que es probable su liquidación durante el año 2014.

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta del Año 2002 al 2005

El Director Regional del Norte del Servicio de Rentas Internas emitió actas de determinación de los años 2002 al 2005, alegando que las entidades que conformaban la Contratista del “Contrato Modificadorio de Prestación de Servicios a Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica, que incluye el Convenio Operacional de Explotación Unificada de Campo Bogi Capirón”, debían conformar un consorcio para efectos tributarios y no lo hicieron.

Como consecuencia de lo anterior, el Servicio de Rentas Internas - SRI afirma que el Consorcio debía presentar una declaración de impuesto a la renta, en la que se debían consignar los ingresos, costos y gastos derivados de la ejecución del Contrato sobre el Bloque 16, lo que derivó en una determinación de impuesto a la renta por pagar adicional correspondientes al Bloque 16 y Área Tivacuno de acuerdo al siguiente detalle:

<u>Año</u>	<u>Valor</u> (en miles de U.S. dólares)
2002	19,900
2003	24,600
2004	23,000
2005	24,800

La Entidad impugnó dichas actas, evacuó las pruebas solicitadas por la entidad de control y luego de varias instancias efectuó un pago de US\$325 mil de impuesto a la renta y US\$304 mil por intereses generados a esa fecha por la glosa por concepto de “Inversiones no amortizadas”. En septiembre del 2010, el SRI emitió órdenes de redeterminación por el año 2003. Entre noviembre y diciembre del 2011, la Entidad pagó al SRI la glosa por concepto de “Inversiones no amortizadas” de los años 2003 al 2005 por US\$4.3 millones correspondientes al capital e intereses. El resto de conceptos se encuentran impugnados ante el Tribunal Fiscal. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Entidad ha registrado provisiones por estos conceptos por US\$38.7 millones y US\$37.1 millones, respectivamente (incluido intereses).

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta de los años 2006 y 2007- Glosa Bloque 16 y Área Tivacuno

El Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió con fecha 15 de abril del 2011 las actas de determinación de los años 2006 y 2007. De la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto a la renta por pagar adicional de US\$20.9 millones por ambos años a nivel del Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno (del cual la Entidad era socia y que durante el año 2012 se separó en los Consorcios Bloque 16 y Bloque Tivacuno).

El Consorcio interpuso demandas judiciales a las Resoluciones emitidas por el SRI, donde aceptaron parcialmente el reclamo interpuesto por el Consorcio, para el año 2006. Se han realizado las correspondientes diligencias contables y técnicas. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Entidad mantiene registrado una provisión por este concepto de US\$5.9 millones y US\$5.6 millones, respectivamente (incluido intereses). El acta de determinación del año 2007 fue impugnada ante el Tribunal Fiscal el 26 de agosto de 2011.

Entre noviembre y diciembre del 2011, la Entidad pagó al SRI la glosa por concepto de “Inversiones no amortizadas” de los años 2006 al 2009 por US\$5.8 millones correspondientes al capital e intereses.

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta de los años 2008 y 2009- Glosa Bloque 16 y Área Tivacuno

El Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió con fechas 8 y 14 de marzo del 2013 las actas de determinación correspondiente al ejercicio fiscal 2008 correspondientes a los

Consortrios Petroleros Bloques 16 y Tivacuno. De la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto a la renta a favor del Consorcio de US\$6.3 millones por el Consorcio Petrolero Bloque 16 y un saldo por pagar de US\$0.2 millones por el Consorcio Petrolero Bloque Tivacuno (de los cuales la Entidad es socia). Así mismo, en el acta de impuesto a la renta del Bloque 16, la Administración Tributaria determina un impuesto por ingreso proveniente de donaciones por US\$32.8 millones. El 11 de abril del 2013 la Entidad impugnó vía administrativa el Acta correspondiente al Bloque Tivacuno el mismo que fue negado, consecuentemente, con fecha 13 de agosto de 2013, la Entidad presentó la demanda ante el Tribunal Fiscal. Respecto al Bloque 16, la Entidad ingresó un escrito de reclamo ante el SRI el 8 de abril del 2013 impugnando las glosas establecidas en el Acta de Determinación, con fecha 16 de septiembre del 2013 la Administración Tributaria emite una Orden de Determinación Complementaria en alcance al Impuesto a la Renta del año 2008, la cual suspende el plazo de emisión de la Resolución correspondiente al mismo año. La Entidad evacuó todas las pruebas solicitadas por la entidad de control y el 24 de enero del 2014, la Administración Tributaria emite la Resolución sobre el reclamo administrativo de impugnación al acta presentado por el Consorcio desestimando: (i) el impuesto por ingreso proveniente de donaciones por US\$32.8 millones y, (ii) determinando un saldo de impuesto a la renta a favor del Consorcio de US\$0.7 millones.

Con fechas 24 y 26 de diciembre del 2013 el Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió las Actas de determinación del año 2009 de los Consortrios Petroleros Bloque 16 y Tivacuno, de la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto a la renta por pagar adicional de US\$42.2 millones para el Bloque 16 y un saldo a favor del Consorcio para el Bloque Tivacuno de US\$4.5 millones. Se han presentado los respectivos Reclamos Administrativos ante la Directora Regional en el mes de enero 2014.

Al 31 de diciembre del 2013, el Consorcio Bloque 16 y Bloque Tivacuno (en los cuales la Entidad participa como socia) no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos en razón de que la administración, en consulta con sus Abogados, consideran que las posibilidades de éxito de las acciones y defensas planteadas por los Consortrios (en los cuales la Entidad participa como socia) son razonables.

Acta de Determinación año 2008 - Impuesto a la Renta - Repsol Ecuador S.A.

El Director Regional del Servicio de Rentas Internas emitió con fecha 17 de abril del 2013 el Acta de Determinación del año 2008 de la Entidad en donde determinó un valor a pagar adicional de impuesto a la renta de US\$396 mil. La Entidad el día 16 de mayo del 2013 mediante formulario 106 No. 66759386 procedió a cancelar el valor de US\$687 dólares correspondiente al Acta de Determinación del año 2008 incluido recargo e intereses a la fecha.

Acta de Determinación año 2009-2010 - Impuesto a los Ingresos Extraordinarios- Bloque 16

Con fechas 20 de enero de 2014 y 24 de diciembre de 2013 el Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió las Actas de Determinación por los años 2009 y 2010 respectivamente correspondiente al Impuesto a los Ingresos Extraordinarios del Consorcio Petrolero Bloque 16 (del cual la Entidad es socia). Luego de la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto por pagar adicional de US\$6.6 millones por ambos años. Se han presentado los respectivos Reclamos Administrativos ante la Directora Regional. Al 31 de diciembre del 2013, la Entidad no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos en razón de que la administración, en consulta con sus Abogados, consideran que las posibilidades de éxito de las acciones y defensas planteadas por la Entidad son razonables.

Otros Informes de Exámenes Especiales de la Contraloría General del Estado - La Contraloría General del Estado ha emitido además los siguientes informes especiales:

- **Químicos Reductores de Fricción** - El 31 de mayo de 2005, la Contraloría General del Estado emitió una glosa al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno por US\$2.5 millones (US\$875 mil corresponde a la Entidad) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción.

El 23 de noviembre de 2006, el Operador en representación del Consorcio presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo. Al 31 de diciembre del 2013, se ha dispuesto la apertura del término probatorio dentro del cual la Entidad ha solicitado las pruebas pertinentes.

- **Topping Plant** - La Contraloría General del Estado emitió una glosa al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno por US\$2.8 millones (US\$980 mil corresponden a la Entidad) por supuestos perjuicios ocasionados por el deterioro de la calidad del crudo del Bloque 16. El 6 de junio de 2005, el Operador en representación del Consorcio presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo.

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, el Consorcio Bloque 16 (en el cual la Entidad participa como socia) no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos en razón de que la administración, en consulta con sus Abogados, consideran que las posibilidades de éxito de las acciones y defensas planteadas por el Consorcio (en el cual la Entidad participa como socia) son razonables.

Demandas laborales - Al 31 de diciembre del 2013, la Entidad mantiene en proceso varias demandas laborales en su contra las mismas que han sido estimadas como contingencias posibles por parte de la administración en consulta con su asesor legal y que ascienden aproximadamente a US\$7 millones.

20. COMPROMISOS

Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) - Mediante Acuerdo Ministerial No. 126 del Ministerio de Energía y Minas publicado en Registro Oficial No. 267 del 15 de febrero de 2001, el Ministerio autorizó la construcción del oleoducto de crudos pesados y además autorizó a OCP a firmar contratos de capacidad reservada con el objeto de que el proyecto OCP sea viable y se asegure su financiamiento y operación. El 11 de noviembre de 2003, OCP inició sus operaciones. La Entidad se comprometió a transportar 100,000 barriles diarios de petróleo, según lo establecido en el Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte firmado el 30 de enero de 2001 entre la Entidad y la Compañía Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.. En el mencionado acuerdo se establece que la Entidad pagará una tarifa (Ship-or-Pay tariff) mínima por el transporte de 100,000 barriles diarios de petróleo, más una tarifa incremental por el volumen adicional. Durante el año 2013, el promedio diario de barriles de petróleo crudo transportados fue de 37,962 (40,339 barriles de petróleo crudo para el año 2012).

21. HECHOS OCURRIDOS DESPUÉS DEL PERÍODO SOBRE EL QUE SE INFORMA

El 27 de febrero de 2014, se suscribió una Carta Complementaria al Convenio de Finiquito entre YPF, S.A., YPF Gas, S.A. y Repsol, S.A. en virtud de la cual Repsol ha renunciado irrevocablemente a reclamar a YPF, S.A. por cualquier perjuicio que se le ocasione en relación con el Acta de Determinación sobre el Impuesto a la Renta del ejercicio 2000 de la sucursal en Ecuador de YPF Ecuador, Inc. Tras la firma de esta carta y en la medida en que se renuncia al ejercicio del derecho de repetición legal y contractualmente previsto, Repsol asume, a partir de esa fecha, cualquier contingencia derivada de esta acta de determinación, en caso de que el SRI le reclame su pago.

22. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros de la Entidad en Ecuador por el período terminado el 31 de diciembre del 2013 han sido aprobados por la Administración en marzo 17 del 2014 y serán presentados, junto a los de su Casa Matriz, para la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol Ecuador S.A. en España. En opinión de la Gerencia en Ecuador, los estados financieros de la Entidad en Ecuador integrados junto con los estados financieros de la Casa Matriz, serán aprobados por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol Ecuador S.A. en España sin modificaciones.
