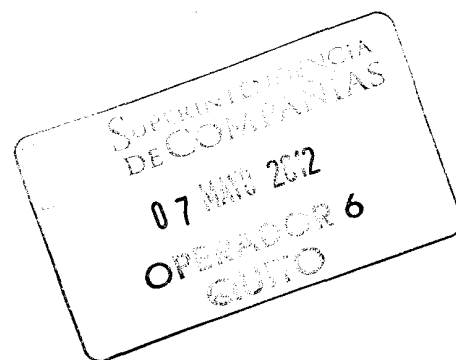


Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador

*Estados Financieros por el Año Terminado
el 31 de Diciembre del 2011 e Informe de
los Auditores Independientes*



REPSOL YPF ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

<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
NEC	Normas Ecuatorianas de Contabilidad
SRI	Servicio de Rentas Internas
PCGA	Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en el Ecuador
FV	Valor razonable (Fair value)
US\$	U.S. dólares

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

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

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador, que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2011 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 Sucursal 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 por 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 Sucursal a fin de diseñar procedimientos de auditoría adecuados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Sucursal. 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 2011, la Sucursal no ha registrado la provisión por el contrato de capacidad garantizada de transporte de crudo (Ship or pay) que mantiene con el 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 total. Los efectos de esta situación, al 31 de diciembre del 2011, son los de subvaluar los pasivos no corrientes y el déficit acumulado en US\$502 millones y sobrevaluar la utilidad neta del año en US\$20 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 YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador al 31 de diciembre del 2011, 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.

Asunto de énfasis

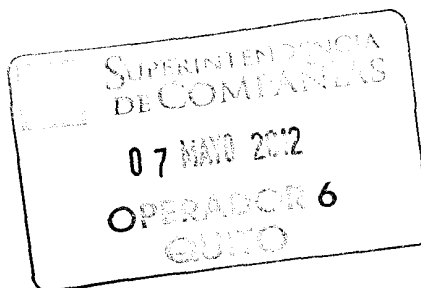
Sin calificar nuestra opinión, informamos que, tal como se explica con más detalle en la Nota 3, los estados financieros correspondientes al año terminado el 31 de diciembre del 2011 son los primeros que la Sucursal ha preparado aplicando NIIF. Con fines comparativos, dichos estados financieros incluyen cifras correspondientes al año terminado el 31 de diciembre del 2010 y saldos del estado de situación financiera al 1 de enero del 2010 (fecha de transición), los que han sido ajustados conforme a las NIIF vigentes al 31 de diciembre del 2011. Las cifras que se presentan con fines comparativos, ajustadas conforme a NIIF, surgen de los estados financieros correspondientes a los años terminados el 31 de diciembre del 2010 y 2009 preparados de acuerdo con las normas contables vigentes en aquel momento, sobre los que emitimos nuestros informes de auditoría con una opinión adversa por el asunto descrito en el párrafo de base para opinión adversa, el 7 de marzo del 2011 y 28 de abril del 2010, respectivamente. Los efectos más significativos de la adopción de las NIIF sobre la información financiera de la Sucursal se describen en la Nota 3.



Quito, Marzo 22, 2012
Registro No. 019



Rodolfo Jativa
Licencia No. 15238



REPSOL YPF ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>Diciembre 31,</u> <u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>Enero 1,</u> <u>2010</u>
(en miles de U.S. dólares)				
ACTIVOS CORRIENTES:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	5	12,118	14,873	18,813
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	6	171,356	186,020	226,643
Inventarios	7	5,587	6,258	7,075
Activos por impuestos corrientes	10	3,739	2,697	5,877
Otros activos		<u>790</u>	<u>535</u>	<u>406</u>
Total activos corrientes		<u>193,590</u>	<u>210,383</u>	<u>258,814</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES:				
Propiedades, planta y equipo, neto	8	147,624	153,656	145,365
Activos por impuestos diferidos	10	12,171	18,182	20,775
Otros activos		<u>550</u>	<u>651</u>	<u>651</u>
Total activos no corrientes		<u>160,345</u>	<u>172,489</u>	<u>166,791</u>
 TOTAL		 <u>353,935</u>	 <u>382,872</u>	 <u>425,605</u>

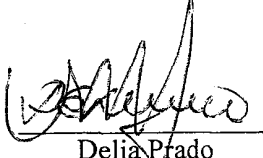
Ver notas a los estados financieros



Luis García
Apoderado General

<u>PASIVOS Y PATRIMONIO</u>	<u>Notas</u>	<u>Diciembre 31,</u> <u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>Enero 1,</u> <u>2010</u>
		(en miles de U.S. dólares)		
PASIVOS CORRIENTES:				
Sobregiro bancario	5	2,110	489	2,628
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	9	59,656	75,653	74,735
Pasivos por impuestos corrientes	10	<u>2,037</u>	<u>9,279</u>	<u>8,460</u>
Total pasivos corrientes		<u>63,803</u>	<u>85,421</u>	<u>85,823</u>
PASIVOS NO CORRIENTES:				
Otras cuentas por pagar	9	22,016	35,870	70,575
Pasivos por impuestos no corrientes	10	33,451	65,901	30,046
Obligaciones por beneficios definidos	11	2,695	2,028	1,725
Provisiones	12	<u>25,044</u>	<u>34,381</u>	<u>19,551</u>
Total pasivos no corrientes		<u>83,206</u>	<u>138,180</u>	<u>121,897</u>
Total pasivos		<u>147,009</u>	<u>223,601</u>	<u>207,720</u>
PATRIMONIO:	14			
Capital asignado		2	2	2
Contribuciones de Casa Matriz		288,582	288,582	288,582
Déficit acumulado		<u>(81,658)</u>	<u>(129,313)</u>	<u>(70,699)</u>
Total patrimonio		<u>206,926</u>	<u>159,271</u>	<u>217,885</u>
TOTAL		<u>353,935</u>	<u>382,872</u>	<u>425,605</u>


 Pablo Vélez
 Gerente Económico
 Administrativo


 Delia Prado
 Contadora General

REPSOL YPF ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

	<u>Notas</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
		(en miles de U.S. dólares)	
INGRESOS:	15		
Prestación de servicios		191,612	
Ventas de crudo, neta de la participación del Estado Ecuatoriano		5,076	196,848
Prestación de servicios específicos		2,236	19,136
Cesión de capacidad garantizada de oleoducto		22,506	5,035
Honorarios de operador		<u>1,166</u>	<u>1,226</u>
Total		<u>222,596</u>	<u>222,245</u>
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN:			
Transporte de crudo		77,784	72,021
Amortización y depreciación	16	48,197	32,552
Beneficios a trabajadores		15,246	11,816
Provisión (reversión) para contingencias	12	(8,891)	13,160
Participación al estado para proyectos de inversión social	9	9,453	576
Consumo de inventarios y compras		12,947	13,443
Servicios recibidos		7,506	11,962
Arrendamiento de maquinaria y vehículos		5,274	5,366
Impuesto a los ingresos extraordinarios		1,018	54,197
Costos financieros (reversión de provisión de costos financieros por contingencias fiscales), neto	17	(2,673)	20,239
Otros, neto		<u>(378)</u>	<u>21,003</u>
Total		<u>165,483</u>	<u>256,335</u>
UTILIDAD (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		<u>57,113</u>	<u>(34,090)</u>
Menos gasto (ingreso) por impuesto a la renta:	10		
Corriente		16,071	2,386
No corriente		(12,624)	19,545
Diferido		<u>5,966</u>	<u>1,028</u>
Total		<u>9,413</u>	<u>22,959</u>
UTILIDAD (PÉRDIDA) Y TOTAL RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		<u>47,700</u>	<u>(57,049)</u>

Ver notas a los estados financieros

Luis García
Apoderado
GeneralPablo Yépez
Gerente Económico
AdministrativoDelia Prado
Contadora General

REPSOL YPF ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

	<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 1 de enero del 2010	2	288,582	(70,699)	217,885
Pérdida neta			(57,049)	(57,049)
Variación de tasa impositiva de impuestos diferidos	—	—	<u>(1,565)</u>	<u>(1,565)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	2	288,582	(129,313)	159,271
Utilidad neta			47,700	47,700
Variación de tasa impositiva de impuestos diferidos	—	—	<u>(45)</u>	<u>(45)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	<u>2</u>	<u>288,582</u>	<u>(81,658)</u>	<u>206,926</u>

Ver notas a los estados financieros

Luis García
Apoderado
General

Pablo Yépez
Gerente Económico
Administrativo

Delia Prado
Contadora General

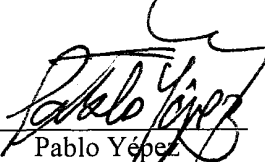
REPSOL YPF ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

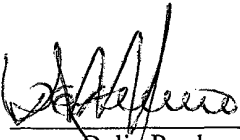
**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

	<u>Nota</u>	<u>2011</u> (en miles de U.S. dólares)	<u>2010</u> (en miles de U.S. dólares)
FLUJOS DE EFECTIVO DE (EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:			
Recibido de clientes y compañías relacionadas		217,680	215,351
Pagado a proveedores, compañías relacionadas y trabajadores		(131,237)	(171,908)
Pago a Petroecuador por la participación del Estado en el excedente del precio de venta de crudo e impuestos a los ingresos extraordinarios		(36,323)	(37,357)
Intereses pagados, neto		(5,217)	(4,160)
Impuesto a la renta corriente		(15,943)	(952)
Impuesto a la renta no corriente		(6,436)	(910)
Otros costos y gastos, neto		<u>378</u>	<u>(1,124)</u>
Flujo neto de efectivo proveniente de (utilizado en) actividades de operación		<u>22,902</u>	<u>(1,060)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:			
Incremento de propiedades, planta y equipo		(38,638)	(40,543)
Recuperación de préstamos a compañías relacionadas, neto		<u>11,360</u>	<u>39,802</u>
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión		<u>(27,278)</u>	<u>(741)</u>
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO:			
Disminución neta durante el año		(4,376)	(1,801)
Saldos al comienzo del año		<u>14,384</u>	<u>16,185</u>
SALDOS AL FIN DEL AÑO	5	<u>10,008</u>	<u>14,384</u>

Ver notas a los estados financieros


Luis García
Apoderado General


Pablo Yépez
Gerente Económico
Administrativo


Delia Prado
Contadora General

REPSOL YPF ECUADOR S.A. - SUCURSAL ECUADOR

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

1. INFORMACIÓN GENERAL

Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador (en adelante la "Sucursal") es una sucursal de Repsol YPF Ecuador S.A. constituida en España y domiciliada en el Ecuador. Su actividad principal es la producción de petróleo crudo.

Repsol YPF S.A. de España (última Casa Matriz) está comprometida con la Sucursal a brindar el apoyo financiero necesario para que la Sucursal continúe sus operaciones y cumpla con las obligaciones derivadas de los contratos de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos firmados con el Estado Ecuatoriano.

La Sucursal es socia del Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno, el cual se constituyó legalmente e inició su operación a partir del 1 de enero del 2006.

Actualmente, luego de varias cesiones de derechos entre las compañías socias, el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno se conforma de las siguientes socias con las siguientes participaciones:

	<u>Participación</u>
Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador	35%
Overseas Petroleum and Investment Corp. - Sucursal Ecuador	31%
Amodaimi - Oil Company, Ltd. - Sucursal Ecuador	20%
CRS Resources Ecuador LDC. - Sucursal Ecuador	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 Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador.

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).

Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador 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 Área Tivacuno:

- **Anterior Modalidad Contractual - Bloque 16** - Entre enero de 1997 y diciembre del 2010, la Contratista (Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno, en la cual la Sucursal es socia) mantuvo un contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador, el mismo que durante este período sufrió una serie de modificaciones con relación a los porcentajes de participación de la producción de petróleo. En julio del 2010, se publicó la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos vigente hasta ese momento, mediante la cual se concede un plazo de 120 días para que las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos que se encontraban bajo la modalidad de contrato de participación cambien a un modelo de contrato de prestación de servicios.
- **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 y Área Tivacuno (en el cual la Sucursal es socia), firmaron 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 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 y vence 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 Sucursal) durante el período del contrato.

La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa 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.

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.

- **Anterior Modalidad Contractual - Área Tivacuno** - En diciembre de 1996, la Contratista (Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno, en la cual la Sucursal es socia) firmó un contrato de servicios específicos con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador para realizar las actividades de desarrollo y producción de petróleo crudo en el Área Tivacuno, aportando tecnología, capitales, equipos y maquinaria, por lo cual recibe un honorario. En mayo de 2006, este contrato sufrió una modificación con relación a los factores de cálculo de dicho honorario. En julio del 2010, se publicó la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos vigente hasta este momento, mediante la cual se concede un plazo de 180 días para que las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos que se encontraban bajo la modalidad de contratos de servicios específicos cambien a un modelo de contrato de prestación de servicios.

• **Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área Tivacuno** - Con fecha 22 de enero del 2011, la Contratista del Bloque 16 y Área Tivacuno (en el cual la Sucursal es socia), firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área Tivacuno. 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 y vence 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 Sucursal) durante el período del contrato.

La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa 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.

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 administración de la Sucursal es responsable de la preparación y presentación de estos estados financieros 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.

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

2.1 Conversión a NIIF - Los estados financieros al 31 de diciembre del 2010 y el estado de situación financiera de apertura al 1 de enero del 2010, han sido preparados exclusivamente para ser utilizados por la administración de la Sucursal como parte del proceso de conversión a NIIF para el año terminado el 31 de diciembre del 2011.

Los estados financieros de la Sucursal al 31 de diciembre del 2010 y 2009 aprobados para su emisión por la Administración de la Sucursal, con fechas 7 de marzo del 2011 y 28 de abril del 2010, respectivamente, fueron preparados en base a la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, Reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación y normas contables establecidas para el contrato de prestación de servicios específicos para la exploración y explotación de hidrocarburos emitido por el Estado Ecuatoriano, contratos celebrados entre el Consorcio (en el que la Sucursal participa como socia) y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador y principios de contabilidad generalmente aceptados en la industria petrolera, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad, las cuales son establecidas por la Federación Nacional de Contadores del Ecuador y autorizadas por la Superintendencia de Compañías del Ecuador.

Todo este marco contable es considerado como los PCGA anteriores, tal como se define en la NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, para la preparación de los estados de situación financiera de acuerdo a NIIF al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010. Los PCGA anteriores difieren en ciertos aspectos de las NIIF.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros. Tal como lo requiere la NIIF 1, estas políticas han sido definidas en función de las NIIF vigentes al 31 de diciembre del 2011, aplicadas de manera uniforme a todos los períodos que se presentan.

- 2.2 Bases de preparación** - Los estados financieros de Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador comprenden los estados de situación financiera al 1 de enero del 2010 (fecha de transición), 31 de diciembre del 2010 y 31 de diciembre del 2011, los estados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre del 2011 y 2010. Estos estados financieros han sido preparados considerando las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- 2.3 Reconocimiento de la participación en operaciones conjuntas** - Los saldos línea por línea de activos, pasivos, patrimonio y resultados de la Sucursal, están registrados de acuerdo a la participación proporcional que mantiene en el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno, según los convenios celebrados en la creación del Consorcio (método de Consolidación Proporcional) y las transacciones propias de la Sucursal. Para la determinación de la participación en el Consorcio, 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.
- 2.4 Efectivo y equivalentes de efectivo** - El 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** - Los 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. El valor neto realizable representa el precio de venta estimado menos todos los costos de terminación y los costos necesarios para la venta.
- 2.6 Propiedades, planta y equipo**
- 2.6.1 Mobiliario y equipo**

2.6.1.1 Medición en el momento del reconocimiento inicial - Las partidas de mobiliario y equipo se medirán 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 y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación de la ubicación del activo.

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 periodo 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.

- 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.

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 Sucursal 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 determina el mayor entre el valor de mercado y el valor de uso para calcular 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 por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados. Cuando una pérdida por deterioro es revertida, el valor en libros del activo aumenta al valor estimado revisado de su importe recuperable, de tal manera que el valor en libros incrementado, no excede el valor en libros que se habría calculado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro para dicho activo en años anteriores. El reverso de una pérdida por deterioro es reconocido automáticamente en resultados.

2.8 Provisión para abandono de campos - De acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos, la Contratista (en la cual la Sucursal es socia) deberá 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 Administración de la Sucursal en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos de la misma. El referido pasivo disminuirá en la medida que la Sucursal 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 - El impuesto por pagar 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 imposables o deducibles y partidas que nunca son gravables o deducibles. El pasivo por concepto del impuesto corriente correspondiente a la participación de la Sucursal en el impuesto a la renta determinado por el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Tivacuno es calculado utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período.

2.9.2 Impuestos diferidos - El impuesto diferido se reconoce sobre las diferencias temporarias entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y las bases fiscales correspondientes utilizadas para determinar la utilidad gravable. El pasivo por impuesto diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias temporarias imponibles. Se reconocerá un activo por impuestos diferidos, por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la Sucursal disponga de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos deben medirse 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.

El impuesto diferido, correspondiente a cambios en la tasa de impuestos o en la normativa tributaria, la reestimación de la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos o en la forma esperada de recuperar el valor en libros de un activo, se reconoce en el resultado del período, excepto en la medida en que se relacione con partidas previamente reconocidas fuera de los resultados del período.

La Sucursal compensa activos por impuestos diferidos con pasivos por impuestos diferidos si, y sólo si tiene reconocido legalmente el derecho de compensar, frente a la autoridad fiscal, los importes reconocidos en esas partidas; y los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se derivan del impuesto a la renta y la Sucursal tiene la intención de liquidar sus activos y pasivos como netos.

2.9.3 Impuestos corrientes y diferidos - Los impuestos corrientes y diferidos, deberán reconocerse como ingreso o gasto, y ser 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.

2.9.4 Impuesto a la renta no corriente - Se reconoce de acuerdo a lo establecido en la política contable de provisiones (Ver Nota 2.10).

2.10 Provisiones - Las provisiones se reconocen cuando la Sucursal, tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Sucursal 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. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su valor en libros representa el valor presente de dicho flujo de efectivo.

Cuando se espera la recuperación de algunos o todos los beneficios económicos requeridos para cancelar una provisión, se reconoce una cuenta por cobrar como un activo si es virtualmente cierto que se recibirá el desembolso y el valor de la cuenta por cobrar puede ser medido con fiabilidad.

2.10.1 Contratos onerosos - Si la Sucursal 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 - Los 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 Sucursal como arrendataria - Los alquileres por pagar bajo arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta durante el plazo correspondiente al arrendamiento. Las cuotas contingentes por arrendamiento se reconocen como gastos en los períodos en los que sean incurridos.

2.11.2 La Sucursal como arrendador - El ingreso por concepto de alquileres bajo arrendamientos operativos se reconoce empleando el método de línea recta durante el plazo correspondiente al arrendamiento. Los costos directos iniciales incurridos al negociar y acordar un arrendamiento operativo son añadidos al valor en libros del activo arrendado, empleando el método de línea recta durante el plazo del 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 la venta de crudo (hasta diciembre del 2010), los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos; y, cantidades recibidas por cuenta de terceros.

Los ingresos procedentes de las ventas de crudo se registraron en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad fueron transferidos. 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 - Los 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.

El Consorcio (en el cual la Sucursal participa como socia) incurre 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 (joint interest billing).

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 Sucursal 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 trabajadores

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.

Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en los resultados del año.

Los costos de los servicios pasados se reconocen inmediatamente en la medida en que los beneficios ya han sido otorgados; de lo contrario, son amortizados utilizando el método de línea recta en el período promedio hasta que dichos beneficios son otorgados.

2.15.2 Participación a trabajadores - La Sucursal 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, a la tasa del 15% de las utilidades líquidas provenientes del resultado del Consorcio Bloque 16 y Área Tivacuno (del cual la Sucursal es la operadora); 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 observe la presencia de 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.

La Sucursal clasifica sus activos financieros en una de las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar. 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.

2.16.1 Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento - Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la administración de la Sucursal tiene la intención y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Si la Sucursal 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.

Estos activos financieros se clasifican 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 clasifican como activos corrientes.

- 2.16.2 Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar** - Las 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. El período de crédito promedio es de 105 días.

Las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar se clasifican en activos corrientes, excepto los vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes.

- 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, reflejando el efecto del colateral y las garantías, 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. La recuperación posterior de los valores previamente eliminados se convierte en créditos contra la 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 en cuentas de un activo financiero** - La Sucursal 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 Sucursal no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Sucursal reconoce su participación en el activo y la obligación asociada por los valores que tendría que pagar. Si la Sucursal retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Sucursal continúa reconociendo el activo financiero y también reconoce un préstamo colateral por los ingresos recibidos.

- 2.17 Pasivos financieros** - Los pasivos financieros se clasifican como pasivo corriente a menos que la Sucursal 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** - Los pasivos financieros 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 - Las 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. El período de crédito promedio para la compra de ciertos bienes es de 30 días.

La Sucursal tiene implementadas políticas de manejo de riesgo financiero para asegurar que todas las cuentas por pagar se paguen de conformidad con los términos crediticios preacordados.

2.17.3 Baja de un pasivo financiero - La Sucursal da de baja un pasivo financiero sí, y solo sí, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones de la Sucursal.

2.18 Normas nuevas y revisadas emitidas pero aún no efectivas - La Sucursal no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) e Interpretaciones del Comité (CINIIF) nuevas y 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, 2013
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	Enero 1, 2013
NIIF 13	Medición del valor razonable	Enero 1, 2013
Enmiendas a la NIC 1	Presentación de ítems en Otro resultado integral	Julio 1, 2012
Enmiendas a la NIC 12	Impuestos diferidos - Recuperación de activos subyacentes	Enero 1, 2012
NIC 19 (Revisada en el 2011)	Beneficios a trabajadores	Enero 1, 2013
NIC 28 (Revisada en el 2011)	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	Enero 1, 2013

La Administración anticipa que estas enmiendas que serán adoptadas en los estados financieros de la Sucursal en los períodos futuros no tendrán un impacto significativo sobre los importes de los activos y pasivos y las revelaciones de la Sucursal. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

3. ADOPCIÓN POR PRIMERA VEZ DE LAS NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA (NIIF)

La Superintendencia de Compañías estableció mediante Resolución No. 06.Q.ICI.004 del 21 de agosto de 2006, la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y su aplicación obligatoria por parte de las compañías y entidades sujetas a su control y vigilancia, a partir del 1 de enero de 2009, la cual fue ratificada con la Resolución No. ADM 08199 del 3 de julio de 2008. Adicionalmente, se estableció el cumplimiento de un cronograma de aplicación según lo dispuesto en la Resolución No. 08.G.DSC.010 de 20 de noviembre de 2008. La Sucursal está obligada a presentar sus estados financieros de acuerdo con NIIF a partir del 1 de enero del 2011.

Conforme a esta Resolución, hasta el 31 de diciembre del 2010, la Sucursal preparó sus estados financieros de acuerdo con la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, Reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación y normas contables establecidas para el contrato de prestación de servicios específicos para la exploración y explotación de hidrocarburos emitido por el Estado Ecuatoriano, contratos celebrados entre el Consorcio (en el que la Sucursal participa como socia) y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador y principios de contabilidad generalmente aceptados en la industria petrolera, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad, las cuales son establecidas por la Federación Nacional de Contadores del Ecuador y autorizadas por la Superintendencia de Compañías del Ecuador. Desde el 1 de enero del 2011, los estados financieros de la Sucursal son preparados de acuerdo a NIIF.

De acuerdo a lo antes indicado, la Sucursal definió como su período de transición a las NIIF el año 2010, estableciendo como fecha para la medición de los efectos de primera aplicación el 1 de enero del 2010.

La aplicación de las NIIF supone, con respecto a los principios contables descritos anteriormente y que fueron aplicados por la Sucursal al momento de prepararse los estados financieros correspondientes al año 2010:

- Cambios en las políticas contables, criterios de medición y forma de presentación de los estados financieros
- La incorporación de un nuevo estado financiero, el estado de resultado integral
- Un incremento significativo de la información incluida en las notas a los estados financieros

Para la preparación de los presentes estados financieros, se ha aplicado una exención optativa a la aplicación retroactiva de las NIIF que se establece en la NIIF 1.

3.1 Exención a la aplicación retroactiva aplicada por la Sucursal

a) Activos y pasivos de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos

La exención de la NIIF 1, establece que si una subsidiaria, entidad controlada de forma conjunta o asociada adopte por primera vez las NIIF con posterioridad a su controladora, la subsidiaria puede medir los activos y pasivos, en sus estados financieros, ya sea a:

- a) los importes en libros que se hubieran incluido en los estados financieros consolidados de la controladora, basados en la fecha de transición de la controladora a las NIIF, si no se realizaron ajustes para propósitos de consolidación y por los efectos de la combinación de negocios por la que la controladora adquirió a la subsidiaria; o,

- b) los importes en libros requeridos por el resto de esta NIIF, basados en la fecha de transición a las NIIF de la subsidiaria.

La Sucursal considera que esta exención es aplicable porque a pesar de la forma de su constitución legal, la entidad en Ecuador es tratada sustancialmente igual que una subsidiaria poseída totalmente por una Matriz. Con esta consideración, la Sucursal optó por la primera opción, igualando los saldos de sus inversiones de exploración y producción según PCGA anteriores a los reportados para propósitos de consolidación con su Casa Matriz, los cuales ya se reportaban de acuerdo con NIIF.

3.2 Conciliación entre NIIF y Principios de contabilidad anteriores

Las conciliaciones que se presentan a continuación muestran la cuantificación del impacto de la transición a las NIIF sobre la situación financiera, resultado integral y flujos de efectivo previamente informados de la Sucursal:

3.2.1 Conciliación del Patrimonio neto al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010

	Diciembre 31, 2010 (en miles de U.S. dólares)	Enero 1, 2010
Patrimonio de acuerdo a PCGA anteriores informado previamente	150,524	220,874
<i>Ajustes por la conversión a NIIF:</i>		
Ajuste de las inversiones de exploración y producción (1)	60,541	60,541
Ajuste de amortización de inversiones de exploración y producción (2)	(74,553)	(82,014)
Reversión de baja de inversiones de exploración y producción (3)	8,320	
Valoración de sublevante de petróleo crudo (4)	(3,743)	(2,291)
Reconocimiento de impuestos diferidos (5)	18,182	20,775
Subtotal	<u>8,747</u>	<u>(2,989)</u>
Patrimonio de acuerdo a NIIF	<u>159,271</u>	<u>217,885</u>

3.2.2 Conciliación del Resultado Integral por el año terminado el 31 de diciembre del 2010

(en miles de U.S. dólares)

Resultado de acuerdo a PCGA anteriores informado previamente	(70,350)
<i>Ajustes por la conversión a NIIF:</i>	
Ajuste de amortización de inversiones de exploración y producción (2)	7,461
Reversión de baja de inversiones de exploración y producción (3)	8,320
Valoración de sublevante de petróleo crudo (4)	(1,452)
Reconocimiento de impuestos diferidos (5)	(1,028)
Subtotal	<u>13,301</u>
Resultado integral de acuerdo a NIIF	<u>(57,049)</u>

Explicación resumida de los ajustes por conversión a NIIF:

a) Con efectos patrimoniales y en el resultado integral

- (1) **Ajuste de las inversiones de exploración y producción** - La Sucursal igualó los saldos de sus inversiones de exploración y producción según PCGA anteriores a los reportados para propósitos de consolidación con su Casa Matriz los cuales ya se reportaban de acuerdo con NIIF (Ver Nota 3.1). Al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, los efectos de este ajuste generaron un incremento en el costo de las inversiones de exploración y producción y en los resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF de US\$60.5 millones.
- (2) **Ajuste de amortización de inversiones de exploración y producción** - La Sucursal ajustó la amortización del nuevo saldo según NIIF de las inversiones de exploración y producción, utilizando para su cálculo las reservas probadas desarrolladas en lugar de las reservas probadas totales utilizadas según los PCGA anteriores (excepto el costo de adquisición de reservas probadas, Ver Nota 2.6.2). Al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, los efectos de este ajuste generaron un incremento en la amortización acumulada de dichas inversiones y una disminución de los resultados acumulados de la adopción por primera vez de las NIIF de US\$82 millones y US\$74.5 millones, respectivamente. Adicionalmente, generaron una disminución del gasto por amortización de inversiones de exploración y producción y de la pérdida del año 2010 de US\$7.5 millones.
- (3) **Reversión de baja de inversiones de exploración y producción** - Durante el año 2010, la Sucursal registró en sus estados financieros según PCGA anteriores una baja en las inversiones de exploración y producción de US\$8.3 millones, neto de amortización, debido a que no fueron aceptadas para propósitos tributarios por la entidad de control pertinente en el Ecuador. De acuerdo a NIIF, dichas inversiones se deben mantener capitalizadas, por lo que la Sucursal reversó esta

baja. Al 31 de diciembre del 2010, los efectos de este ajuste generaron un incremento en el costo de las inversiones de exploración y producción y en los resultados acumulados de la adopción por primera vez de las NIIF y una disminución en los costos de operación del año 2010 por el valor antes mencionado.

- (4) **Valoración de sublevante de petróleo crudo** - La Sucursal ajustó la valoración del sublevante de petróleo crudo a su costo de producción de acuerdo con NIIF, en lugar de la valoración considerando el precio de referencia emitido por la Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador según PCGA anteriores. El sublevante de crudo se generaba en la anterior modalidad contractual, por la participación en el volumen de petróleo extraído pero no vendido por la Sucursal. Al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, los efectos de este ajuste generaron una disminución en las otras cuentas por cobrar y en los resultados acumulados provenientes de la aplicación por primera vez de las NIIF de US\$2.3 millones y US\$3.7 millones, respectivamente. Posteriormente este rubro fue reclasificado a los inventarios de acuerdo a lo requerido por las NIIF (Ver reclasificaciones sin efectos patrimoniales). Adicionalmente generó una disminución de los ingresos del año 2010 de US\$1.5 millones.
- (5) **Reconocimiento de impuestos diferidos** - Las NIIF requieren el reconocimiento de impuestos diferidos usando el método del balance que está orientado al cálculo de las diferencias temporarias entre la base tributaria de un activo o un pasivo y su valor contable en el balance. Los ajustes en la valuación de los activos y pasivos generados por la aplicación de las NIIF, han significado la determinación de diferencias temporarias que fueron registradas como activos por impuestos diferidos. Al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, los efectos de las diferencias temporarias fueron el registro de activos por impuestos diferidos y un incremento en los resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF por US\$20.8 millones y US\$18.2 millones, respectivamente; y, el reconocimiento de un gasto por impuestos diferidos en el año 2010 por US\$1 millón y un incremento adicional en el déficit acumulado de US\$1.6 millones.

b) Sin efectos patrimoniales (reclasificaciones entre Activos y/o Pasivos)

La administración de la Sucursal ha efectuado las siguientes reclasificaciones en el estado de situación financiera, para una apropiada presentación de acuerdo a la NIC 1:

<u>Cuenta</u>	<u>Presentación bajo PCGA anteriores</u>	<u>Presentación bajo NIIF</u>	Saldos a	
			Diciembre 31, <u>2010</u> (en miles de U.S. dólares)	Enero 1, <u>2010</u>
Inversiones de exploración y producción	Inversiones de producción	Incluido en propiedades, planta y equipo	153,007	144,746
Crédito tributario de impuesto a la renta e impuesto al valor agregado	Incluido en gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	Incluido en activos por impuestos corrientes	2,697	5,877
Sublevante	Incluido en gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	Incluido en inventarios	1,720	2,083
Impuestos por pagar	Incluido en gastos acumulados y otras cuentas por pagar	Incluido en pasivos por impuestos corrientes	9,279	8,460
Provisión para jubilación patronal y desahucio	Incluido en otros pasivos a largo plazo	Incluido en obligaciones por beneficios definidos	2,028	1,725
Participación a trabajadores	Separado en el rubro participación a trabajadores	Incluido en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (beneficios trabajadores a corto plazo)	1,706	984
Provisión de impuesto a la renta por contingencias fiscales	Incluido en pasivos a largo plazo	Incluido en pasivos por impuestos no corrientes	65,901	30,046
Provisión de contingencias	Incluido en pasivos a largo plazo	Incluido en provisiones	25,336	12,176

c) **Sin efectos en resultados (reclasificaciones entre Ingresos, Costos y Gastos)**

La administración de la Sucursal ha efectuado las siguientes reclasificaciones en el estado de resultado integral por el año terminado el 31 de diciembre del 2010, para una apropiada presentación de acuerdo a la NIC 1:

<u>Cuenta</u>	<u>Presentación bajo PCGA anteriores</u>	<u>Presentación bajo NIIF</u>	<u>2010</u> (en miles U.S. dólares)
Cesión de capacidad garantizada de oleoducto	Otros ingresos	Ingresos operacionales	5,035
Honorarios de operador	Otros ingresos	Ingresos operacionales	1,226
Participación a trabajadores	Después de utilidad operacional	Incluido en gastos por beneficios a trabajadores	1,684
Impuesto a la renta por contingencias	Contingencias fiscales	Incluido en impuesto a la renta no corriente	19,545
Participación a trabajadores por contingencias	Contingencias fiscales	Incluido en beneficios a trabajadores	13,160

3.2.3 Ajustes significativos en el estado de flujos de efectivo por el año terminado al 31 de diciembre del 2010 - El principal ajuste representa la inclusión de sobregiros bancarios que forman parte integral de la administración de efectivo, como parte de efectivo y equivalentes de efectivo en lugar de presentarse como actividad de financiamiento según PCGA anteriores.

4. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de los presentes estados financieros en conformidad con NIIF requiere que la Administración 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.

Las estimaciones y juicios subyacentes se revisan sobre una base regular. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen en el período de la revisión y períodos futuros si la revisión afecta tanto al período actual como a períodos subsecuentes.

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

4.1 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.

Determinar si los activos han sufrido deterioro implica el cálculo del valor recuperable de las unidades generadoras de efectivo. La Sucursal determinó el valor recuperable en base al valor de mercado de dichos activos considerando un precio de compra referencial a la fecha del estado de situación financiera.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a resultados.

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 2011, no se identificó una pérdida por deterioro en los activos de la Sucursal.

4.2 Abandono de campos - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, la Administración de la Sucursal efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de campos, en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del Consorcio (en el cual la Sucursal participa como socia). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 9.08%.

4.3 Reservas de crudo - Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por la Sucursal. Las reservas probadas desarrolladas 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 también están sujetas a cambios.

4.4 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.

5. 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,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Bancos	4,349	5,539
Inversiones temporales	<u>7,769</u>	<u>13,274</u>
Total	12,118	18,813
Sobregiro bancario	(2,110)	(2,628)
Total, neto	<u>10,008</u>	<u>16,185</u>

Inversiones Temporales - Al 31 de diciembre del 2011, corresponde principalmente a depósitos a corto plazo con vencimiento hasta el 5 de enero del 2012, con una tasa de interés efectiva anual promedio del 0.07%.

6. 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,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Secretaría Nacional de Hidrocarburos:		
Contrato de prestación servicios Bloque 16 y Tivacuno	29,063	
Contrato de cesión de capacidad garantizada de oleoducto	3,588	
Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador:		
Contrato servicios específicos - Tivacuno		3,475
Otras cuentas por cobrar - Petroecuador	11,820	11,672
Contrato de cesión de capacidad garantizada de oleoducto		2,195
Compañías relacionadas:		
Repsol Netherlands Finance B.V.	136,790	130,059
Repsol YPF Trading y Transporte S.A. - RYTTS	31	22,096
Cuentas por cobrar Socias y Consorcio	16	7,781
Amodaimi Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador		18,091
Otras relacionadas		798
Anticipo a proveedores	1,393	1,383
Otras cuentas por cobrar	2,331	1,587
Provisión para cuentas dudosas	(13,676)	(13,117)
Total	<u>171,356</u>	<u>226,643</u>

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 ascienden a US\$6.2 millones cuyos pagos fueron retenidos por una acción coactiva efectuada por Petroecuador debido a otros juicios planteados en contra de la Sucursal por parte de la Contraloría General del Estado (Ver Nota 19). Al 31 de diciembre del 2011, ambos saldos por cobrar se encuentran provisionados en su totalidad.

Repsol Netherlands Finance B.V. - Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, constituyen préstamos otorgados a la referida compañía, con vencimiento el 2 de febrero del 2012 y 2011, respectivamente, a una tasa de interés efectiva anual del 0.304% y 0.161% respectivamente.

7. 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 2011 y 2010, incluye la participación en el volumen de petróleo crudo extraído por el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno, pero no vendido por la Sucursal, y representan 4,753 y 68,976 barriles de petróleo crudo, respectivamente. Los barriles no vendidos al 31 de diciembre del 2011 corresponden al remanente de la anterior modalidad contractual de participación (Ver Nota 1). Durante los años terminados al 31 de diciembre del 2011 y 2010, se registraron en resultados el consumo de materiales y repuestos por US\$7.3 millones y US\$7.8 millones, respectivamente.

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

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

	... Diciembre 31,...	Enero 1,	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)		
Inversiones de producción	676,521	634,530	593,881
Sistema de transporte y almacenamiento	11,141	11,141	11,141
Investigación y desarrollo	3,163	3,163	3,163
Inversiones de exploración	<u>5,836</u>	<u>5,836</u>	<u>5,836</u>
Total inversiones de exploración y producción	696,661	654,670	614,021
Mobiliario y equipo	<u>1,762</u>	<u>1,588</u>	<u>1,394</u>
Total propiedades, planta y equipo	698,423	656,258	615,415
Amortización y depreciación acumulada	<u>(550,799)</u>	<u>(502,602)</u>	<u>(470,050)</u>
Total, neto	<u>147,624</u>	<u>153,656</u>	<u>145,365</u>

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

	Inversiones de exploración y producción	Mobiliario y equipo	Total
	... (en miles de U.S. dólares) ...		
<u>Costo</u>			
Saldos al 1 de enero de 2010	614,021	1,394	615,415
Adquisiciones	40,350	194	40,544
Ajuste de provisión para abandono de campos por cambio de tasa	266		266
Otras	<u>33</u>	<u>—</u>	<u>33</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	654,670	1,588	656,258
Adquisiciones	38,464	174	38,638
Ajuste de provisión para abandono de campos por cambio de tasa	<u>3,527</u>	<u>—</u>	<u>3,527</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	<u>696,661</u>	<u>1,762</u>	<u>698,423</u>

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

	Inversiones de exploración y producción	Mobiliario y equipo	Total
	... (en miles de U.S. dólares) ...		
<u>Amortización y depreciación acumulada</u>			
Saldos al 1 de enero de 2010	(469,275)	(775)	(470,050)
Costos y gastos por amortización y depreciación	<u>(32,388)</u>	<u>(164)</u>	<u>(32,552)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	(501,663)	(939)	(502,602)
Costos y gastos por amortización y depreciación	<u>(47,690)</u>	<u>(507)</u>	<u>(48,197)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	<u>(549,353)</u>	<u>(1,446)</u>	<u>(550,799)</u>

Evaluación y Provisión por Deterioro del Valor de las Propiedades, Planta y Equipo - Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, la Sucursal Ecuador 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 - Un promedio de las reservas probadas desarrolladas y probadas totales atribuibles a la Sucursal (actualizadas trimestralmente) que fueron utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción y, el volumen de producción por los años terminados el 31 de diciembre del 2011 y 2010, fueron como sigue:

	Promedio de reservas probadas desarrolladas		Promedio de reservas probadas totales		Volumen de producción del año	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	... (en miles de barriles de petróleo crudo) ...					
Bloque 16 y Bogi - Capirón	<u>10,341</u>	<u>4,398</u>	<u>15,945</u>	<u>5,559</u>	<u>5,021</u>	<u>3,452</u>
Área Tivacuno	<u>1,083</u>	<u>446</u>	<u>1,398</u>	<u>451</u>	<u>437</u>	<u>271</u>

Inversiones de Preproducción - Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, las inversiones de preproducción se encontraban totalmente amortizadas.

8.1 Aplicación del costo según NIIF - Al 1 de enero de 2010, la Sucursal consideró como nuevo costo según NIIF, los saldos de inversiones de exploración y producción reportados para propósitos de consolidación con su Casa Matriz (Ver Nota 3.2.2). Los saldos utilizados como el ajuste al valor en libros presentado según los PCGA anteriores se muestran a continuación:

	...Enero 1, 2010...		
	Saldo según PCGA <u>anteriores</u>	<u>Ajuste</u>	Costo según <u>NIIF</u>
	(en miles de U.S. dólares)		
Inversiones de exploración y producción	<u>553,480</u>	<u>60,541</u>	<u>614,021</u>

9. 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,...	Enero 1,	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)		
Proveedores	14,981	26,216	27,250
Otras cuentas por pagar:			
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	37,581	73,904	107,932
Secretaría Nacional de Hidrocarburos	12,483		
Participación a trabajadores	6,403	1,706	984
Beneficios a trabajadores	2,601	2,582	2,463
Compañías relacionadas:			
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	6,807	7,115	6,681
Otras relacionadas	<u>816</u>	<u> </u>	<u> </u>
Total	<u>81,672</u>	<u>111,523</u>	<u>145,310</u>
<i>Clasificación:</i>			
Corriente	59,656	75,653	74,735
No Corriente	<u>22,016</u>	<u>35,870</u>	<u>70,575</u>
Total	<u>81,672</u>	<u>111,523</u>	<u>145,310</u>

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 Sucursal.

Secretaría Nacional de Hidrocarburos - Constituye el 12% de la participación sobre las utilidades del año 2011 por pagar a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos para proyectos de inversión social que asciende a US\$9.4 millones (Ver Nota 2.15.2) y un saldo por pagar por concepto de contribución tecnológica según lo establecido en la nueva modalidad contractual.

Participación a Trabajadores - Constituye el 3% de la participación sobre las utilidades del año 2011 por pagar a los trabajadores que asciende a US\$2.6 millones; y, el efecto en la participación a trabajadores de las glosas por inversiones no amortizadas (INA's) de los años 2003 al 2009 que asciende a US\$4 millones, según lo establecido en el contrato de prestación de servicios firmado en el año 2010 y que la Sucursal esta pagando desde noviembre del 2011.

10. IMPUESTOS

10.1 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,...	Enero 1,	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)		
<i>Activos por impuestos corrientes:</i>			
Impuesto al valor agregado - IVA por liquidar	1,178	8	1,754
Crédito tributario de impuesto a la renta:			
Del año	2,561	952	110
De años anteriores	<u> </u>	<u>1,737</u>	<u>4,013</u>
Total	<u>3,739</u>	<u>2,697</u>	<u>5,877</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>			
Impuestos a los ingresos extraordinarios		8,449	7,720
Impuesto al valor agregado (IVA por pagar)	1,365	401	325
Retenciones de IVA e impuesto a la renta por pagar	<u>672</u>	<u>429</u>	<u>415</u>
Total	<u>2,037</u>	<u>9,279</u>	<u>8,460</u>
<i>Pasivos por impuestos no corrientes:</i>			
Impuesto a la renta por contingencias fiscales y total	<u>33,451</u>	<u>65,901</u>	<u>30,046</u>

Impuesto al Valor Agregado - IVA por Liquidar - Constituye un saldo que el Consorcio (en el cual la Sucursal es socia) mantiene por cobrar al Servicio de Rentas Internas - SRI por US\$3.2 millones (US\$1.1 millones corresponde a la Sucursal), 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 en 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 los Ingresos Extraordinarios - Constituye un impuesto por pagar al Servicio de Rentas Internas - SRI sobre los ingresos extraordinarios generados por el excedente del precio de venta del barril de petróleo crudo y el precio pactado en la anterior modalidad contractual, de conformidad con la Ley Reformativa de Equidad Tributaria que entró en vigencia en febrero 2010 y fue reemplazada por la nueva modalidad contractual vigente desde enero del 2011.

Impuesto a la Renta no Corriente - 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 2011 y 2010, es como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	65,901	30,046
Provisión (reversión)	(12,624)	19,545
Costo financiero (reversión de costos financieros provisionados, Nota 17)	(5,196)	16,656
Provisión de recargos (reversión)	(4,169)	1,855
Pagos	(10,461)	(2,201)
Saldos al final del año	<u>33,451</u>	<u>65,901</u>

10.2 Impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados

Una reconciliación entre la utilidad (pérdida) según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente, es como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<u>Bloque 16</u>		
Utilidad (pérdida) antes del impuesto a la renta	<u>50,758</u>	<u>(41,667)</u>
Efecto en resultados del impuesto a la renta a la tasa impositiva vigente del 24 % (25 % para el 2010) (1)	12,182	(10,417)
Amortización de pérdidas tributarias (2)	(8,445)	(357)
Efecto de gastos que no son deducibles y otras partidas conciliatorias al determinar la utilidad gravable	<u>10,773</u>	<u>11,899</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque 16	<u>14,510</u>	<u>1,125</u>
<u>Área Tivacuno</u>		
Utilidad antes del impuesto a la renta	<u>6,355</u>	<u>7,577</u>
Efecto en resultados del impuesto a la renta a la tasa impositiva vigente del 24 % (25 % para el 2010) (1)	1,525	1,894
Efecto de gastos que no son deducibles (deducibles adicionales) al determinar la utilidad gravable	<u>36</u>	<u>(633)</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Área Tivacuno	<u>1,561</u>	<u>1,261</u>
Total gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados	<u>16,071</u>	<u>2,386</u>

(1) De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 24% sobre las utilidades sujetas a distribución (25% para el año 2010).

- (2) 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.

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 Sucursal hasta el año 2005, y las declaraciones hasta el año 2007 como Socia del Consorcio. Son susceptibles de revisión las declaraciones de impuestos a partir del año 2008.

Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta por los años terminados el 31 de diciembre del 2011 y 2010, fueron como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	(en miles de U.S. dólares)
Saldos al comienzo del año	-	-
Provisión del año	16,071	2,386
Anticipos de impuesto a la renta	(961)	(721)
Retenciones en la fuente	(14,982)	(231)
Crédito tributario de impuesto a la renta del año anterior	(2,689)	(2,386)
Reclasificación a crédito tributario (Nota 10.1)	<u>2,561</u>	<u>952</u>
Saldos al fin del año (Nota 10.1)	<u>=====</u>	<u>=====</u>

Los anticipos de impuesto a la renta que se asignan a la Sucursal calculados para el año 2011 para el Bloque 16 y Área Tivacuno ascienden a US\$507 mil y US\$454 mil, respectivamente.

- 10.3 Impuesto a la renta reconocido directamente en el patrimonio** - Al 31 de diciembre del 2011, el efecto de impuestos diferidos derivado de la reducción en la tasa impositiva asciende a US\$53 mil (US\$1.6 millones para el año 2010) y fue registrado directamente en el patrimonio.
- 10.4 Saldos del impuesto diferido** - Los movimientos de activos por impuestos diferidos por el año terminado el 31 de diciembre del 2011 y 2010, fueron como sigue:

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados ...(en miles de U.S. dólares)...	Reconocido directamente en el patrimonio	Saldos al fin del año
<u>Año 2011</u>				
<u>Bloque 16</u>				
<i>Diferencias temporarias:</i>				
Amortización de inversiones de exploración y producción	1,071	2,383	(197)	3,257
Provisión jubilación patronal	52	35	(3)	84
Provisión por abandono de campos	1,534	352	(29)	1,857
Otras provisiones	3,267	380	(16)	3,631
Provisión por contingencias	<u>1,664</u>	<u>(1,001)</u>	<u>(23)</u>	<u>640</u>
Subtotal	<u>7,588</u>	<u>2,149</u>	<u>(268)</u>	<u>9,469</u>
<i>Otros:</i>				
Pérdidas tributarias no utilizadas	<u>10,341</u>	<u>(8,445)</u>	<u>250</u>	<u>2,146</u>
Subtotal Bloque 16	<u>17,929</u>	<u>(6,296)</u>	<u>(18)</u>	<u>11,615</u>
<u>Área Tivacuno</u>				
<i>Diferencias temporarias:</i>				
Amortización de inversiones de exploración y producción	253	277	(23)	507
Provisión por abandono de campos		32	(4)	28
Otras provisiones	<u> </u>	<u>21</u>	<u> </u>	<u>21</u>
Subtotal Área Tivacuno	<u>253</u>	<u>330</u>	<u>(27)</u>	<u>556</u>
Total activo por impuesto diferido	<u>18,182</u>	<u>(5,966)</u>	<u>(45)</u>	<u>12,171</u>

Año 2010

Bloque 16

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de exploración y producción	4,441	(3,281)	(89)	1,071
Provisión jubilación patronal	52	7	(7)	52
Provisión por abandono de campos	1,520	223	(209)	1,534
Otras provisiones	1,778	1,871	(382)	3,267
Provisión por contingencias	<u>570</u>	<u>1,174</u>	<u>(80)</u>	<u>1,664</u>
Subtotal	<u>8,361</u>	<u>(6)</u>	<u>(767)</u>	<u>7,588</u>
<i>Otros:</i>				
Pérdidas tributarias no utilizadas	<u>11,486</u>	<u>(357)</u>	<u>(788)</u>	<u>10,341</u>
Subtotal Bloque 16	<u>19,847</u>	<u>(363)</u>	<u>(1,555)</u>	<u>17,929</u>

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

Área Tivacuno

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de
exploración y producción y subtotal

Área Tivacuno	<u>928</u>	<u>(665)</u>	<u>(10)</u>	<u>253</u>
Total activo por impuesto diferido	<u>20,775</u>	<u>(1,028)</u>	<u>(1,565)</u>	<u>18,182</u>

10.5 Aspectos Tributarios del Código Orgánico de la Producción - Con fecha diciembre 29 del 2010 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 los siguientes:

- La reducción progresiva en tres puntos porcentuales en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 24% para el año 2011, 23% para el año 2012 y 22% a partir del año 2013. Al 31 de diciembre del 2010, para la medición del activo por impuestos diferidos, la Sucursal utilizó una tasa de impuesto a la renta promedio del 23%.
- La reducción progresiva del porcentaje de retención en la fuente de impuesto a la renta en pagos al exterior conforme la tarifa de impuesto a la renta para sociedades.

10.6 Aspectos Tributarios de la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado - Con fecha noviembre 24 del 2011, se promulgó en el Ecuador 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 los siguientes:

- 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.
- Los gastos relacionados con vehículos cuyo avalúo supera US\$35,000, en la base de datos del SRI, serán no deducibles en la parte que supere dicho valor.

10.7 Precios de Transferencia - De conformidad con disposiciones legales vigentes en el Ecuador, los contribuyentes sujetos al impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas domiciliadas en el exterior, dentro de un mismo período fiscal por un importe acumulado superior a US\$5 millones, están obligados a presentar un estudio de precios de transferencia. 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. La Sucursal ha solicitado la preparación de un estudio preliminar de precios de

transferencia correspondiente al año terminado el 31 de diciembre del 2011, el cual determinó que las transacciones realizadas con las referidas partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. El estudio definitivo por el año 2011 debe ser presentado a las autoridades tributarias hasta junio del año 2012. Al 31 de diciembre del 2010, la Sucursal 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.

11. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

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

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Jubilación patronal	2,003	1,343
Bonificación por desahucio	<u>692</u>	<u>382</u>
Total	<u>2,695</u>	<u>1,725</u>

11.1 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>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	1,569	1,343
Costo de los servicios del período corriente	322	294
Costo por intereses	102	87
Pérdidas (ganancias) actuariales	251	(90)
Ganancias sobre reducciones	<u>(241)</u>	<u>(65)</u>
Saldos al fin del año	<u>2,003</u>	<u>1,569</u>

11.2 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 Sucursal entregará el 25% de la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicio.

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 y el 1 de enero del 2010 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 presunciones principales usadas para propósitos de los cálculos actuariales son las siguientes:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	%	%
Tasa de descuento	7.00	6.50
Tasa esperada de incremento salarial	3.00	2.40

12. PROVISIONES

Un resumen de provisiones es como sigue:

	... Diciembre 31,...		Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)		
Provisiones para contingencias	11,902	25,336	12,176
Provisión para abandono de campos	11,780	7,222	6,079
Otras provisiones	<u>1,362</u>	<u>1,823</u>	<u>1,296</u>
Total	<u>25,044</u>	<u>34,381</u>	<u>19,551</u>

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

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
SalDOS al inicio del año	25,336	12,176
Incremento (reversión) de provisión	(8,891)	13,160
Reclasificación a participación a trabajadores por pagar	<u>(4,543)</u>	<u> </u>
SalDOS al fin del año	<u>11,902</u>	<u>25,336</u>

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

	<u>2011</u> (en miles de U.S. dólares)	<u>2010</u>
Saldos al inicio del año	7,222	6,079
Ajuste por cambio de tasa	3,527	287
Actualización financiera	<u>1,031</u>	<u>856</u>
Saldos al fin del año	<u>11,780</u>	<u>7,222</u>

13. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

13.1 Gestión de riesgos financieros - En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, la Sucursal 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 Sucursal 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 Sucursal conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

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

- **Riesgo de tipo de cambio** - Los resultados de la Sucursal están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio del dólar frente al euro, fundamentalmente.
- **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 Sucursal están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo y sus productos derivados.

13.1.2 Riesgo de liquidez - El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad de la Sucursal 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 Sucursal dispone de la tesorería que muestra su balance, así como de la financiación. Adicionalmente, la Sucursal se financia directamente con su Casa Matriz por lo que este riesgo se minimiza.

13.1.3 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 Sucursal 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 ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones de la Sucursal, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago del cliente.

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

	... Diciembre 31, ... <u>2011</u>	<u>2010</u>	Enero 1, <u>2010</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...		
Activos - Costo amortizado:			
Efectivo y equivalentes de efectivo (Ver Nota 5)	12,118	14,873	18,813
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Ver Nota 6)	<u>171,356</u>	<u>186,020</u>	<u>226,643</u>
Total	<u>183,474</u>	<u>200,893</u>	<u>245,456</u>
Pasivos - Costo amortizado:			
Sobregiro bancario	2,110	489	2,628
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Ver Nota 9)	60,955	75,653	74,735
Otras cuentas por pagar no corrientes (Ver Nota 9)	<u>22,016</u>	<u>35,870</u>	<u>70,575</u>
Total	<u>85,081</u>	<u>112,012</u>	<u>147,938</u>

14. PATRIMONIO

14.1 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 de compañía extranjera.

14.2 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 YPF Ecuador S.A. (Casa Matriz); adicionalmente, recibió contribuciones adicionales por US\$141.7 millones en el año 2006 y US\$17.4 millones en el año 2007.

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

	Diciembre 31, 2011 ... (en miles de U.S. dólares) ...	Saldos a Diciembre 31, 2010	Enero 1, 2010
Déficit acumulado	(90,405)	(138,060)	(67,710)
Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF (Nota 3.2.1)	<u>8,747</u>	<u>8,747</u>	<u>(2,989)</u>
Total	<u>(81,658)</u>	<u>(129,313)</u>	<u>(70,699)</u>

Los saldos de las siguientes cuentas surgen de la aplicación por primera vez de las NIIF de la Sucursal (Ver Nota 2), los cuales según Resolución emitida por la Superintendencia de Compañías del Ecuador el 14 de octubre del 2011, podrán ser utilizados de la siguiente forma:

Resultados Acumulados Provenientes de la Adopción Por Primera Vez de las NIIF de la Sucursal - Incluye los valores resultantes de los ajustes originados en la adopción por primera vez de las NIIF. El saldo acreedor podrá ser utilizado para compensar pérdidas acumuladas. Este saldo no es disponible para el pago de dividendos y no podrá ser capitalizado. Podrá ser devuelto en el caso de liquidación de la Sucursal.

15. INGRESOS

Ingresos por Servicios - Incluye los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios del Bloque 16 y Área Tivacuno y los ingresos generados de acuerdo al anterior contrato de servicios específicos para el Área Tivacuno (de acuerdo a la proporción que le corresponde a la Sucursal - Ver Nota 1).

Ventas de Crudo neto de Participación del Estado Ecuatoriano - Corresponde a ingresos por ventas de crudo del anterior contrato de participación para el Bloque 16 (de acuerdo a la proporción que le corresponde a la Sucursal - Ver Nota 1).

Cesión de capacidad garantizada de oleoducto - Durante el año 2011, debido al cambio de modalidad contractual, la Secretaría de Hidrocarburos firmó un convenio con la Sucursal para ceder la capacidad garantizada que la Sucursal mantiene en el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A., en la cantidad de barriles equivalentes al total de la producción del Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno.

16. AMORTIZACIÓN Y DEPRECIACIÓN

Un detalle de amortización y depreciación es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Amortización de las inversiones de exploración y producción	47,690	32,388
Depreciación de mobiliario y equipo	<u>507</u>	<u>164</u>
Total	<u>48,197</u>	<u>32,552</u>

17. COSTOS FINANCIEROS

Un detalle de costos financieros es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Costo financiero (reversión) de provisiones por contingencias fiscales	(5,196)	16,656
Intereses en Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo (Ver Nota 9)	1,711	2,982
Actualización financiera de provisión para abandono de campos (Ver Nota 12)	1,031	856
Ingresos financieros	(248)	(326)
Otros costos financieros	<u>29</u>	<u>71</u>
Total	<u>(2,673)</u>	<u>20,239</u>

18. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las principales transacciones con partes relacionadas por el año terminado el 31 de diciembre del 2011 y 2010 se desglosan como siguen:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<i>Recuperación de cuentas por servicios prestados mediante la entrega de petróleo crudo:</i>		
Repsol YPF Trading y Transporte S.A. - RYT TSA	<u>162,549</u>	<u>-</u>
<i>Venta de petróleo crudo:</i>		
Repsol YPF Trading y Transporte S.A. - RYT TSA	<u>5,076</u>	<u>196,848</u>
<i>Pago de capacidad garantizada:</i>		
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	<u>70,977</u>	<u>64,906</u>
<i>Operaciones Consorciales:</i>		
Reembolsos del Consorcio Bloque 16 y Tivacuno	<u>17,831</u>	<u>29,395</u>
Honorarios	<u>1,166</u>	<u>1,226</u>

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 actual Operador, el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno (en el cual la Sucursal participa como socia), 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 2011 y 2010, 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 la facturación por transporte de crudo según convenio firmado entre las partes, la cual ha sido provisionada en su totalidad.

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta de los Años 2000 y 2001

Año 2000 - En el proceso de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador se determinó que la Sucursal debe pagar un impuesto a la renta adicional por el año 2000 por US\$15.2 millones. Adicionalmente, se determinó un anticipo de impuesto a la renta para el año 2001 de US\$3.7 millones, costos financieros por dicho anticipo de US\$1 millón y una participación a trabajadores por US\$9 millones. La Sucursal luego de varias impugnaciones sobre las glosas relacionadas con la amortización de inversiones y del diferencial cambiario, canceló US\$1.4 millones

de impuesto a la renta, US\$891 mil de participación a trabajadores y US\$853 mil por los intereses generados a esas fechas. El resto de conceptos se encuentran impugnados ante el Tribunal Fiscal.

Año 2001 - En el proceso de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador, se determinó que la Sucursal 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 Sucursal 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. El resto de conceptos se encuentran impugnados ante el Tribunal Fiscal.

Al 31 de diciembre del 2011, la Sucursal mantiene registrado provisiones por US\$4.5 millones por los conceptos glosados por el Servicio de Rentas Internas.

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 Sucursal impugnó dichas actas, evacuó las pruebas solicitadas por la entidad de control y luego de varias instancias efectuó un pago de US\$254 mil de impuesto a la renta y US\$237 mil por intereses generados a esa fecha por algunos de los conceptos glosados del año 2002. En septiembre del 2010, el SRI emitió órdenes de redeterminación por el año 2003. Entre noviembre y diciembre del 2011, la Sucursal de la Compañía pagó al SRI la glosa por concepto de “Inversiones no amortizadas” de los años 2003 al 2005 por US\$4.8 millones correspondientes al capital e intereses. El resto de conceptos se encuentran impugnados ante el Tribunal Fiscal. Al 31 de diciembre del 2011, la Sucursal ha registrado provisiones por estos conceptos por US\$35.5 millones (incluye 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 US\$20.9 millones por ambos años a nivel del Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno (del cual la Sucursal es socia).

El Consorcio interpuso reclamos administrativos del acta de determinación del año 2006 ante el Director Regional del Servicio de Rentas el 13 de mayo del 2011 y se han evacuado las pruebas solicitadas por la entidad de control. Al 31 de diciembre del 2011, la Sucursal mantiene registrado una provisión por este concepto de US\$5.4 millones (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 Sucursal 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.

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 Sucursal) 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 2011, se encuentra pendiente que el Tribunal abra el término de pruebas.

- **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 Sucursal) 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 2011, el Consorcio (en el cual la Sucursal participa como socia) no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos en razón de que la administración, en consulta con los Abogados del Consorcio, consideran que las posibilidades de éxito de las acciones y defensas planteadas por el Consorcio (en el cual la Sucursal participa como socia) son razonables.

Demandas laborales - Al 31 de diciembre del 2011, la Sucursal 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 a un total de 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 Sucursal 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 Sucursal y la Compañía Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.. En el mencionado acuerdo se establece que la Sucursal 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 2011, bajo la nueva modalidad contractual, el promedio diario de barriles de petróleo crudo transportados fue de 42,492, mientras que para el año 2010, el promedio diario de la participación neta de la Sucursal y ciertas compañías socias, transportado a través de OCP ascendió a 33,381 barriles de petróleo crudo.

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

Entre el 31 de diciembre del 2011 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 22 del 2012) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

22. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el período terminado el 31 de diciembre del 2011 han sido aprobados por la Administración de la Sucursal y serán presentados a su Casa Matriz para la aprobación del Consejo Administrativo. En opinión de la Gerencia de la Sucursal, los estados financieros serán aprobados por el Consejo Administrativo sin modificaciones.
