

**Overseas Petroleum
and Investment
Corporation
- Sucursal Ecuador**

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

**OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - 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	8

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 Representante Legal de
Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador:

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Overseas Petroleum and Investment Corporation - 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 debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la 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 de auditoría.

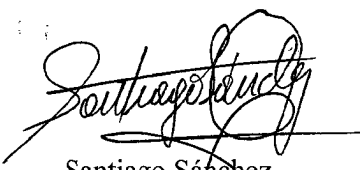
Opinión

En nuestra opinión, los referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de Overseas Petroleum and Investment Corporation - 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 estados financieros correspondientes al año terminado el 31 de diciembre del 2010, emitimos un informe de auditoría con una opinión sin salvedades el 31 de mayo del 2011. Sobre los estados financieros correspondientes al año terminado el 31 de diciembre del 2009, emitimos nuestro informe de auditoría el 4 de agosto del 2010 con una opinión que incluye una salvedad relacionada con la falta de provisión de contingencias fiscales por US\$14.5 millones. Los efectos más significativos de la adopción de las NIIF sobre la información financiera de la Sucursal se describen en la Nota 3.

Deloitte & Touche
Quito, Septiembre 12, 2013
Registro No. 019


Santiago Sánchez
Socio
Licencia No. 25292

**OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION -
SUCURSAL ECUADOR**

**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

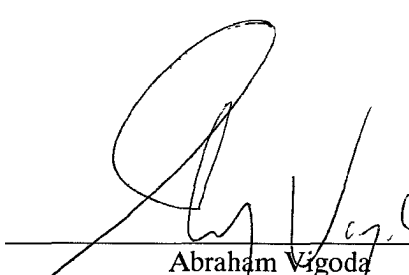
<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>Diciembre 31,</u> <u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>Enero 1,</u> <u>2010</u>
		(en U.S. dólares)		
ACTIVOS CORRIENTES:				
Bancos	5	1,179,043		6,266,015
Inversiones disponibles para la venta	5	11,579	5,967,810	619,070
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	6	257,502,535	237,035,044	211,260,191
Inventarios	7	5,830,962	5,171,127	5,636,834
Activos por impuestos corrientes	10	2,139,259	2,734,498	5,117,390
Otros activos		<u>576,486</u>	<u>503,417</u>	<u>364,406</u>
Total activos corrientes		<u>267,239,864</u>	<u>251,411,896</u>	<u>229,263,906</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES:				
Propiedades, planta y equipo, neto	8	138,515,584	128,368,182	114,624,839
Activos por impuestos diferidos	10	10,297,487	11,505,286	18,581,029
Otros activos		<u>458,419</u>	<u>547,304</u>	<u>547,304</u>
Total activos no corrientes		<u>149,271,490</u>	<u>140,420,772</u>	<u>133,753,172</u>
 TOTAL		 <u>416,511,354</u>	 <u>391,832,668</u>	 <u>363,017,078</u>

Ver notas a los estados financieros

王明輝

Chung Jen Chang
Representante Legal

<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 U.S. dólares)		
PASIVOS CORRIENTES:				
Sobregiro bancario	5		3,239,297	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	9	73,016,899	82,583,605	80,483,931
Pasivos por impuestos corrientes	10	<u>8,906,412</u>	<u>30,262,682</u>	<u>14,216,404</u>
Total pasivos corrientes		<u>81,923,311</u>	<u>116,085,584</u>	<u>94,700,335</u>
PASIVOS NO CORRIENTES:				
Otras cuentas por pagar	9	19,499,532	31,770,833	62,509,077
Pasivo por impuesto no corriente	10	23,008,408	14,756,597	15,576,535
Provisiones	11	<u>21,033,567</u>	<u>13,870,463</u>	<u>11,218,339</u>
Total pasivos no corrientes		<u>63,541,507</u>	<u>60,397,893</u>	<u>89,303,951</u>
Total pasivos		<u>145,464,818</u>	<u>176,483,477</u>	<u>184,004,286</u>
PATRIMONIO:	13			
Capital asignado		25,000	2,000	2,000
Contribuciones de Casa Matriz		158,198	158,198	158,198
Utilidades retenidas		<u>270,863,338</u>	<u>215,188,993</u>	<u>178,852,594</u>
Total patrimonio		<u>271,046,536</u>	<u>215,349,191</u>	<u>179,012,792</u>
TOTAL		<u>416,511,354</u>	<u>391,832,668</u>	<u>363,017,078</u>


 Abraham Vigoda
 PricewaterhouseCoopers AE Cía. Ltda.
 Contador General

**OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION -
SUCURSAL ECUADOR**

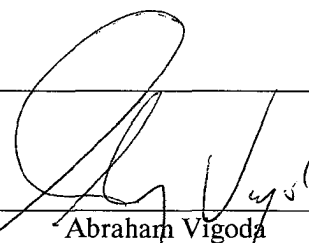
**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

	<u>Notas</u>	<u>2011</u> (en U.S. dólares)	<u>2010</u>
INGRESOS:	14		
Prestación de servicios		208,920,944	.
Prestación de servicios específicos		1,991,750	16,949,475
Ventas de crudo, neta de la participación del Estado Ecuatoriano		<u>852,758</u>	<u>219,444,639</u>
Total		<u>211,765,452</u>	<u>236,394,114</u>
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN:			
Amortización y depreciación	15	37,767,680	34,127,979
Servicios externos		25,283,282	25,855,303
Tasas y contribuciones		24,886,519	16,070,518
Consumo de inventarios y compras		15,923,810	13,292,571
Arrendamiento de maquinaria y vehículos		9,695,719	9,182,982
Costos financieros	16	9,321,058	3,765,572
Impuesto a los ingresos extraordinarios		551,483	49,195,111
Transporte de crudo		88,293	7,730,288
Otros		<u>3,907,106</u>	<u>17,681,152</u>
Total		<u>127,424,950</u>	<u>176,901,476</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		<u>84,340,502</u>	<u>59,492,638</u>
Menos gasto por impuesto a la renta:	10		
Corriente		24,542,999	16,080,496
No corriente		2,915,359	
Diferido		<u>1,207,799</u>	<u>7,075,743</u>
Total		<u>28,666,157</u>	<u>23,156,239</u>
UTILIDAD DEL AÑO Y TOTAL RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		<u>55,674,345</u>	<u>36,336,399</u>

Ver notas a los estados financieros

王明輝

Chung Jen Chang
Representante Legal



Abraham Vigoda
PricewaterhouseCoopers AE Cía. Ltda.
Contador General

**OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION -
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 U.S. dólares) ...	<u>Utilidades retenidas</u>	<u>Total</u>
Saldos al 1 de enero del 2010	2,000	158,198	178,852,594	179,012,792
Utilidad neta	_____	_____	<u>36,336,399</u>	<u>36,336,399</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	2,000	158,198	215,188,993	215,349,191
Aumento del capital asignado	23,000			23,000
Utilidad neta	_____	_____	<u>55,674,345</u>	<u>55,674,345</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	<u>25,000</u>	<u>158,198</u>	<u>270,863,338</u>	<u>271,046,536</u>

Ver notas a los estados financieros

王明輝

Chung Jen Chang
Representante Legal



Abraham Vigoda
PricewaterhouseCoopers AE Cía. Ltda.
Contador General

**OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION -
SUCURSAL ECUADOR**

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

	<u>Nota</u>	<u>2011</u> (en U.S. dólares)	<u>2010</u>
FLUJOS DE EFECTIVO NETOS DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:			
Utilidad del año y total resultado integral del año		55,674,345	36,336,399
Ajustes para conciliar la utilidad antes de impuesto a la renta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:			
Depreciación y amortización		37,767,680	34,127,979
Pasivos por impuestos no corrientes		8,251,811	(819,938)
Provisiones por contingencias fiscales		2,774,755	
Actualización financiera para la provisión de abandono de campos		1,036,725	838,041
Provisiones no corrientes		(465,000)	465,000
Activos por impuestos diferidos		1,207,799	7,075,743
Variación de activos - (aumento) disminución:			
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar		(20,467,491)	(25,774,853)
Inventarios		(659,835)	465,707
Activos por impuestos corrientes		468,943	1,635,921
Otros activos		15,817	(139,011)
Variación de pasivos - aumento (disminución):			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		(9,566,706)	2,099,674
Pasivos por impuestos corrientes		9,526,584	27,681,901
Otras cuentas por pagar		(8,897,839)	(27,810,713)
Impuestos pagados		(30,756,559)	(10,888,652)
Intereses pagados		<u>(3,373,462)</u>	<u>(2,927,531)</u>
Efectivo neto provisto de actividades de operación		<u>42,537,567</u>	<u>42,365,667</u>

Continúa...

**OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION -
SUCURSAL ECUADOR**

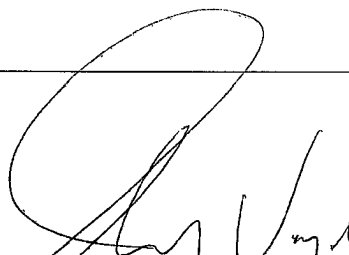
**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

	<u>Nota</u>	<u>2011</u> (en U.S. dólares)	<u>2010</u>
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:			
Adiciones en propiedades, planta y equipo y total efectivo neto utilizado en actividades de inversión		<u>(44,098,458)</u>	<u>(46,522,239)</u>
FLUJO DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:			
Aumento de capital asignado y total efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento		<u>23,000</u>	<u>-</u>
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO:			
Disminución neta en efectivo y equivalentes de efectivo		<u>(1,537,891)</u>	<u>(4,156,572)</u>
Saldos al comienzo del año		<u>2,728,513</u>	<u>6,885,085</u>
Efectivo y equivalente de efectivo al final del período	5	<u>1,190,622</u>	<u>2,728,513</u>

Ver notas a los estados financieros

王明輝

Chung Jen Chang
Representante Legal



Abraham Vigoda
PricewaterhouseCoopers AE Cía. Ltda.
Contador General

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

1. INFORMACIÓN GENERAL

Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador (en adelante la “Sucursal”) es una sucursal de Overseas Petroleum and Investment Corporation constituida en Panamá. Su actividad principal es la producción de petróleo crudo en el Bloque 16 y Área Tivacuno y en el Bloque 17 de la Región Amazónica del Ecuador.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sucursal forma parte de los siguientes Consorcios:

Consortio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno

Datos generales:

Fecha de constitución - 1 de enero del 2006

Socios

Participación

Repsol YPF Ecuador S.A.	35%
Overseas Petroleum and Investment Corporation	31%
Amodaimi Oil Company Ltd.	20%
CRS Resources Ecuador LDC.	14%

Convenios 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 (31% para la Sucursal).

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 (Consortio 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 ese 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 Modificatorio 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 de 2010, 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 Bloque 16 de la Región Amazónica. El Contrato en mención reemplaza al Contrato Modificatorio 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\$86.8 millones corresponden a 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 del 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 Modificadorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área Tivacuno - Con fecha 22 de enero de 2011, la Contratista del Bloque 16 y Área Tivacuno (en el cual la Sucursal es socia), firmó el Contrato Modificadorio 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 millones corresponden a 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.

Consortio Petrolero Bloque 17

Datos generales:

Fecha de constitución - 31 de diciembre del 2005

<u>Socios</u>	<u>Participación</u>
PetroOriental S.A.	70%
Overseas Petroleum and Investment Corporation	30%

Convenio de Operación Conjunta:

Mediante convenio de operación conjunta para realizar operaciones en el Bloque 17, las socias miembros del Consortio nombraron como operadora a PetroOriental S.A., para la exploración y explotación del Bloque 17.

En este convenio se establece que las socias miembros del Consortio 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 (30% para la Sucursal).

Contratos:

A continuación se resumen las principales cláusulas de los contratos relacionados con el Bloque 17:

- *Anterior Modalidad Contractual - Bloque 17* - Entre marzo del 2000 y diciembre del 2010, la Contratista (Consorcio Petrolero Bloque 17, en la cual la Sucursal es socia) firmó un contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 17 de la Región Amazónica con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador, el mismo que durante ese 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 Reformativa 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 Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 17 de la Región Amazónica* - Con fecha 23 de noviembre de 2010, la Contratista (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 Bloque 17 de la Región Amazónica. El Contrato en mención reemplaza al Contrato Modificatorio II al Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 17 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 de exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo y vence el 31 de diciembre del 2018.

La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa de US\$41 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. De conformidad con lo estipulado en el Contrato, las partes acordaron que a partir de la fecha efectiva, el pago a la Contratista se efectuará en especie (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 fecha 31 de mayo del 2011 y 4 de agosto del 2010, respectivamente, fueron preparados en base a las disposiciones establecidas en la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, Reglamento de contabilidad y de control y fiscalización de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, emitidos por el Estado Ecuatoriano, Contratos celebrados entre las compañías socias de los Consorcios y la Secretaría Nacional de Hidrocarburos, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad emitidas por la Federación Nacional de Contadores 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 Overseas Petroleum and Investment Corporation - 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 de acuerdo con 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 y en el Consorcio Petrolero Bloque 17, según los convenios celebrados en la creación de estos Consorcios (método de Consolidación Proporcional) y las transacciones propias de la Sucursal. Para la determinación de la participación en los Consorcios, se han considerado los últimos estados financieros disponibles al cierre del año, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible.
- 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.

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 período en que se producen.

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

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

<u>Ítem</u>	<u>Vida útil (en años)</u>
Vehículos	5
Muebles y enseres 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 el siguiente método:

- 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, calcula el importe recuperable del activo 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.

2.8 Provisión para abandono de campos - De acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos, las Contratistas (en las cuales la Sucursal es socia) deberán efectuar las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por la actividad hidrocarburífera. El valor presente de los costos futuros por obligaciones para el abandono es activado conjuntamente con los activos que le dieron origen (inversiones de exploración y producción) y amortizados de la misma manera que las inversiones de producción (ver Nota 2.6.2). Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto considerando una estimación realizada por la Administración en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos de los Consorcios en los que es socia. 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, no corriente y el 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 imponibles o deducibles y partidas que no serán 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 y por el Consorcio Petrolero Bloque 17 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 determinadas entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y sus 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.

La Sucursal compensa activos por impuestos diferidos con pasivos por impuestos diferidos si, y solo si, tiene reconocido legalmente el derecho de compensar, frente a la autoridad fiscal, los importes reconocidos en esas partidas; 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 se reconocen como ingreso o gasto, y son incluidos en el resultado, excepto en la medida en que hayan surgido de una transacción o suceso que se reconoce fuera del resultado, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio, en cuyo caso el impuesto también se reconoce fuera del resultado; o cuando surgen del registro inicial de una combinación de negocios.

2.9.4 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.

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.

2.12 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.

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.

Los Consorcios (en los que la Sucursal participa como socia) incurren en la gran mayoría de costos y gastos propios de la operación, los mismos que se reparten 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 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 y se presentan en activos no corrientes, excepto aquellos con vencimientos originales inferiores a 12 meses a partir de la fecha del estado de situación financiera, que se presenta como activos corrientes.

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, cuentas por cobrar y activos financieros disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los instrumentos financieros. La administración determina la clasificación de sus instrumentos financieros en el momento del reconocimiento inicial.

2.15.1 *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.

2.15.2 *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. La tasa efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero con el valor neto en libros del activo o pasivo financiero sobre el reconocimiento inicial.

2.15.3 *Activos financieros disponibles para la venta* - Son activos no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de otras categorías.

Estos activos se miden inicialmente al valor razonable más los costos de la transacción. Posteriormente se miden al valor razonable y las ganancias y pérdidas de los cambios en el valor razonable son reconocidos en otro resultado integral y acumulado en la reserva de revaluación de inversiones. Al momento de disponer del activo, la ganancia o pérdida previamente acumulada en la reserva de revaluación de inversiones es reclasificada a resultados del período.

Los ingresos por intereses son calculados utilizando el método del costo amortizado y se reconocen en resultados del período.

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

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

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

2.15.5 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.

2.16 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.

2.16.1 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.

2.16.2 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.

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

2.17 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) 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 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 periodos futuros tendrán un impacto 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 base contable descrita en la Nota 2.1. 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 de contabilidad 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 aplicó una exención a la aplicación retroactiva establecida 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 bajo un marco contable que es similar a lo establecido por las 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, <u>2010</u> (en U.S. dólares)	Enero 1, <u>2010</u>
Patrimonio de acuerdo a PCGA anteriores informado previamente	<u>246,138,757</u>	<u>218,637,049</u>
<i>Ajustes por la conversión a NIIF:</i>		
Ajuste de las inversiones de exploración y producción (1)	244,343,988	244,343,988
Ajuste de amortización de las inversiones de exploración y producción (2)	(294,007,533)	(302,549,274)
Reversión de baja de inversiones de exploración y producción (3)	7,368,693	
Reconocimiento de impuestos diferidos (4)	<u>11,505,286</u>	<u>18,581,029</u>
Subtotal	<u>(30,789,566)</u>	<u>(39,624,257)</u>
Patrimonio de acuerdo a NIIF	<u>215,349,191</u>	<u>179,012,792</u>

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

(en U.S. dólares)

Resultado de acuerdo a PCGA anteriores informado previamente	<u>27,501,708</u>
<i>Ajustes por la conversión a NIIF:</i>	
Ajuste de amortización de inversiones de exploración y producción (2)	8,541,741
Reversión de baja de inversiones de exploración y producción (3)	7,368,693
Reconocimiento de impuestos diferidos (4)	<u>(7,075,743)</u>
Subtotal	<u>8,834,691</u>
Resultado integral de acuerdo a NIIF	<u>36,336,399</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 bajo un marco contable que es similar a lo establecido por las 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\$244.3 millones.
- (2) Ajuste de amortización de inversiones de exploración y producción - La Sucursal ajustó la amortización de las inversiones de exploración y producción de acuerdo a NIIF utilizando para su cálculo las reservas probadas desarrolladas en lugar de las reservas probadas totales utilizadas según los PCGA anteriores. 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\$302.5 millones y US\$294 millones, respectivamente. Adicionalmente, generaron un incremento del gasto por amortización de inversiones de exploración y producción y un incremento de la utilidad del año 2010 de US\$8.5 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\$7.4 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 por US\$7.4 millones y una disminución en los costos de operación del año 2010 por el valor antes mencionado.

- (4) **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\$18.5 millones y US\$11.5 millones, respectivamente; y el reconocimiento de un gasto por impuestos diferidos en el año 2010 por US\$7 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:

ESPACIO EN BLANCO

<u>Cuenta</u>	<u>Presentación bajo PCGA anteriores</u>	<u>Presentación bajo NIIF</u>	Saldos a	
			Diciembre 31, <u>2010</u> (en U.S. dólares)	Enero 1, <u>2010</u>
Inversiones de exploración y producción	Inversiones de producción	Incluido en propiedades, planta y equipo	127,593,908	113,889,615
Mobiliario y equipos	Mobiliario y equipos	Incluido en propiedades, planta y equipo	774,274	735,224
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	2,734,498	5,117,390
Impuestos por pagar	Incluido en gastos acumulados y otras cuentas por pagar	Incluido en pasivos por impuestos corrientes	30,262,682	14,216,404
Participación a trabajadores	Separado en el rubro participación a trabajadores	Incluido en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Consortios Bloque 16 y Área Tivacuno y Bloque 17)	11,350,938	9,046,158
Provisión de impuesto a la renta por contingencias fiscales	Incluido en pasivos a largo plazo	Incluido en pasivos por impuestos no corrientes	14,756,597	15,576,535
Efecto de la participación a trabajadores por las provisiones por contingencias fiscales	Incluido en pasivos a largo plazo	Incluido en provisiones	4,990,835	4,990,835

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 U.S. dólares)
Participación a trabajadores	Después de utilidad operacional	Incluido en servicios externos	11,350,938

3.2.3 Ajustes significativos en el estado de flujos de efectivo por el año terminado al 31 de diciembre del 2010 - La Sucursal decidió cambiar el método para la presentación del estado de flujos de efectivo y utilizar el método indirecto en lugar del método directo utilizado bajo PCGA anteriores. Adicionalmente, otros ajustes importantes representan 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; y la inclusión como actividad de operación de las recuperaciones de ingresos por prestación de servicios realizadas por la Casa Matriz, en lugar de presentarse como actividad de financiamiento.

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.

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.

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 de los Consorcios (en los cuales la Sucursal participa como socia). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento.
- 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 especialistas técnicos de los Consorcios (en los cuales la Sucursal participa como socia). 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 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 U.S. dólares)	
Bancos	1,179,043	6,266,015
Inversiones disponibles para la venta	<u>11,579</u>	<u>5,967,810</u>
Subtotal	1,190,622	6,885,085
Sobregiro bancario	<u>-</u>	<u>(3,239,297)</u>
Total	<u>1,190,622</u>	<u>6,885,085</u>

Inversiones disponibles para la venta - Corresponde principalmente a depósitos de corto plazo con vencimientos hasta el 3 de enero del 2012 (6 de enero del 2011 para el año 2010), con una tasa de interés efectiva anual del 0.06% (0.15% para el año 2010).

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 U.S. dólares)	
Cuentas por cobrar a Casa Matriz	219,176,984	215,847,113
Secretaría Nacional de Hidrocarburos - Contratos de prestación de servicios del Bloque 16, Área Tivacuno y Bloque 17	28,091,990	198,799,796
Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador	5,064,644	6,568,188
Cuentas por cobrar - venta de petróleo crudo		5,472,078
Otras cuentas por cobrar:		1,432,159
Sublevante	4,426,887	7,464,377
Otras	<u>742,030</u>	<u>1,683,288</u>
		<u>2,086,643</u>
Total	<u>257,502,535</u>	<u>237,035,044</u>
		<u>211,260,191</u>

Cuentas por Cobrar a Casa Matriz - Constituye el saldo neto de los fondos entregados por la Casa Matriz a la Sucursal para financiar sus operaciones y los valores de venta de crudo y por servicios recaudados directamente por Casa Matriz. Esta cuenta no genera intereses y no tiene un plazo de pago definido.

Sublevante - Corresponde a la participación en el volumen de petróleo crudo extraído pero no vendido por el Consorcio según el anterior contrato de participación y valorado al precio de referencia emitido por la Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador.

7. INVENTARIOS

Representan materiales y repuestos disponibles a ser utilizados en las actividades de explotación y extracción de petróleo crudo.

ESPACIO EN BLANCO

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>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de producción	851,597,200	804,278,805
Sistema de transporte y almacenamiento	12,818,102	12,818,102
Inversiones de exploración	<u>5,231,984</u>	<u>4,766,801</u>
Total inversiones de exploración y producción	869,647,286	821,863,708
Mobiliario y equipo	<u>1,900,018</u>	<u>1,768,514</u>
Total propiedades, planta y equipo	871,547,304	823,632,222
Amortización y depreciación acumulada	<u>(733,031,720)</u>	<u>(695,264,040)</u>
Total, neto	<u>138,515,584</u>	<u>128,368,182</u>

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

	Inversiones de exploración y producción	Mobiliario y equipo	Total
	(en U.S. dólares)		
<u>Costo</u>			
Saldos al 1 de enero del 2010	774,171,383	1,589,517	775,760,900
Adquisiciones	46,343,242	178,997	46,522,239
Ajuste de provisión para abandono de campos por cambio de tasa	<u>1,349,083</u>		<u>1,349,083</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	821,863,708	1,768,514	823,632,222
Adquisiciones	43,966,954	131,504	44,098,458
Ajuste de provisión para abandono de campos por cambio de tasa	<u>3,816,624</u>		<u>3,816,624</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	<u>869,647,286</u>	<u>1,900,018</u>	<u>871,547,304</u>

	Inversiones de exploración y producción	Mobiliario y equipo (en U.S. dólares)	Total
<u><i>Amortización y depreciación acumulada</i></u>			
Saldos al 1 de enero del 2010	(660,281,768)	(854,293)	(661,136,061)
Costos y gastos por amortización y depreciación	<u>(33,988,032)</u>	<u>(139,947)</u>	<u>(34,127,979)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	(694,269,800)	(994,240)	(695,264,040)
Costos y gastos por amortización y depreciación	<u>(37,314,762)</u>	<u>(452,918)</u>	<u>(37,767,680)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	<u>(731,584,562)</u>	<u>(1,447,158)</u>	<u>(733,031,720)</u>

Evaluación y Provisión por Deterioro del Valor de las Propiedades, Planta y Equipo - Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, la Sucursal efectuó un análisis 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 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		Volumen de producción del año	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	... (en miles de barriles de petróleo crudo) ...			
Bloque 16 y Bogi – Capirón (1)	<u>13,623</u>	<u>14,424</u>	<u>4,809</u>	<u>4,531</u>
Área Tivacuno (1)	<u>1,217</u>	<u>737</u>	<u>422</u>	<u>542</u>
Bloque 17 (2)	<u>3,012</u>	<u>1,402</u>	<u>901</u>	<u>620</u>

(1) Representa el 31% de las reservas reportadas por el Consorcio.

(2) Representa el 30% de las reservas reportadas por el Consorcio.

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,... <u>2011</u>	<u>2010</u>	Enero 1, <u>2010</u>
	(en U.S. dólares)		
Proveedores	26,214,927	20,449,371	19,406,334
Otras cuentas por pagar:			
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	33,286,204	67,281,355	98,150,332
Consortios:			
Consortio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno	23,522,781	15,190,513	13,627,997
Consortio Petrolero Bloque 17	3,729,284	4,153,903	8,426,979
Otras cuentas por pagar	<u>5,763,235</u>	<u>7,279,296</u>	<u>3,381,366</u>
Total	<u>92,516,431</u>	<u>114,354,438</u>	<u>142,993,008</u>
<i>Clasificación:</i>			
Corriente	73,016,899	82,583,605	80,483,931
No Corriente	<u>19,499,532</u>	<u>31,770,833</u>	<u>62,509,077</u>
Total	<u>92,516,431</u>	<u>114,354,438</u>	<u>142,993,008</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 operadora del Consorcio Bloque 16 y Área Tivacuno (en el cual la Sucursal es socia).

Consortios - Representa el saldo neto de los levantes de crudo que realizan los Consortios y que son liquidados directamente por la Sucursal; y de los fondos entregados para financiar las operaciones de los Consortios en los que la Sucursal participa como socia. Esta cuenta no genera intereses. Adicionalmente, incluye los saldos por pagar por la participación a trabajadores relacionados con la operación de los Consortios en los que la Sucursal es socia. De conformidad con lo estipulado en la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos publicada el 27 de julio del 2010, del 15% de participación a trabajadores, el 3% se destinará a los trabajadores que tuvieren derecho conforme a la ley y el 12% restante será pagado al Estado para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia de la actividad hidrocarburífera. Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, los saldos por pagar por este concepto ascienden a US\$18.1 millones y US\$11.4 millones, respectivamente.

10. IMPUESTOS

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

	... Diciembre 31, ... <u>2011</u>	<u>2010</u>	Junio 1, <u>2009</u>
	... (en U.S. dólares) ...		
<i>Activos por impuestos corrientes:</i>			
Impuesto al valor agregado - IVA por liquidar	1,267,692	1,736,635	3,372,556
Crédito tributario de impuesto a la renta	<u>871,567</u>	<u>997,863</u>	<u>1,744,834</u>
Total	<u>2,139,259</u>	<u>2,734,498</u>	<u>5,117,390</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>			
Inversiones no amortizadas	4,024,047	12,414,063	
Impuesto a la renta por pagar	2,793,000	8,796,862	4,352,777
Impuesto a los ingresos extraordinarios		6,999,859	7,422,952
Impuesto al valor agregado - IVA por pagar	1,177,150		
Retenciones de impuesto al valor agregado - IVA e impuesto a la renta por pagar	143,408	228,560	165,593
Otros impuestos	<u>768,807</u>	<u>1,823,338</u>	<u>2,275,082</u>
Total	<u>8,906,412</u>	<u>30,262,682</u>	<u>14,216,404</u>
<i>Pasivos por impuestos no corrientes:</i>			
Impuesto a la renta por contingencias fiscales	<u>23,008,408</u>	<u>14,756,597</u>	<u>15,576,535</u>

Impuesto por Inversiones no amortizadas - Consituye el impuesto por pagar por inversiones de producción no amortizadas reportadas por la Contratista y acordadas con el Estado Ecuatoriano de acuerdo al plan de pagos para la firma del nuevo contrato de prestación de servicios, conforme el Anexo A del acta de negociación del Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios del Bloque 16 (en donde la Sucursal participa como socia).

Impuesto al Valor Agregado - IVA por Liquidar - Constituye los saldos que los Consorcios (en los cuales la Sucursal es socia) mantienen por cobrar al Servicio de Rentas Internas - SRI 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 por contingencias fiscales - Constituye la provisión por contingencias fiscales (Ver nota 18). Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta no corriente por los años terminados el 31 de diciembre del 2011 y 2010, son como siguen:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	14,756,597	15,576,535
Provisión (reversión)	2,915,359	(819,938)
Costo financiero (Nota 16)	4,274,867	
Recargos y multas	<u>1,061,585</u>	<u> </u>
Saldos al final del año	<u>23,008,408</u>	<u>14,756,597</u>

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

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
... Diciembre 31 ...		
<u>Bloque 16</u>		
Utilidad antes del impuesto a la renta	<u>68,883,024</u>	<u>37,866,227</u>
Efecto en resultados del impuesto a la renta a la tasa impositiva vigente del 24 % (25 % para el 2010) (1)	16,531,926	9,466,557
Amortización de pérdidas tributarias (2)		(2,294,825)
Efecto de gastos que no son deducibles y otras partidas conciliatorias al determinar la utilidad gravable	3,256,197	7,390,629
Efectos de aplicación por primera vez de las NIIF	<u> </u>	<u>(3,243,611)</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque 16	<u>19,788,123</u>	<u>11,318,750</u>
<u>Bloque Tivacuno</u>		
Utilidad antes del impuesto a la renta	<u>5,093,883</u>	<u>7,318,164</u>
Efecto en resultados del impuesto a la renta a la tasa impositiva vigente del 24 % (25 % para el 2010) (1)	1,222,532	1,829,541
Efecto de gastos que no son deducibles y otras partidas conciliatorias al determinar la utilidad gravable	158,838	6,902
Efectos de aplicación por primera vez de las NIIF	<u> </u>	<u>(719,499)</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque Tivacuno	<u>1,381,370</u>	<u>1,116,944</u>

... Diciembre 31 ...
2011 2010
(en U.S. dólares)

Bloque 17

Utilidad antes del impuesto a la renta	<u>10,363,595</u>	<u>14,308,247</u>
Efecto en resultados del impuesto a la renta a la tasa impositiva vigente del 24 % (25 % para el 2010) (1)	2,487,263	3,577,062
Efecto de gastos que no son deducibles y otras partidas conciliatorias al determinar la utilidad gravable	886,243	82,234
Efectos de aplicación por primera vez de las NIIF	<u> </u>	<u>(14,494)</u>
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque 17	<u>3,373,506</u>	<u>3,644,802</u>
Total gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados	<u>24,542,999</u>	<u>16,080,496</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.

Están pendientes de revisión las declaraciones de impuestos del Consorcio Bloque 16 (en el que la Sucursal participa como socia) por parte de las autoridades tributarias a partir del año 2006, año de la creación legal del Consorcio.

Las declaraciones de impuestos del Consorcio Bloque 17 han sido revisadas por las autoridades tributarias hasta el año 2006 y están pendientes de revisión las declaraciones desde el año 2007 al 2011.

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

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
SalDOS al comienzo del año	8,796,862	4,352,777
Provisión del año	24,542,999	16,080,495
Pagos efectuados	(30,756,559)	(10,888,652)
Crédito tributario de impuesto a la renta del año anterior	(661,869)	(1,409,627)
Reclasificación a crédito tributario de años anteriores	<u>871,567</u>	<u>661,869</u>
SalDOS al fin del año	<u>2,793,000</u>	<u>8,796,862</u>

Pagos efectuados - Corresponde a las retenciones en la fuente, los anticipos de impuesto a la renta y el saldo inicial.

10.3 Saldos del impuesto diferido - Los movimientos de activos por impuestos diferidos por los años terminados el 31 de diciembre del 2011 y 2010, fueron como sigue:

	<u>Saldos al comienzo del año</u>	<u>Reconocido en los resultados</u> (en U.S. dólares)	<u>Saldos al fin del año</u>
<u>Año 2011</u>			
<u>Bloque 16</u>			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización de inversiones de exploración y producción	6,943,243	(2,396,140)	4,547,103
Provisión por abandono de campos	1,407,220	968,892	2,376,112
Amortización de costo de abandono de campos	(48,916)	(666,071)	(714,987)
Otras provisiones	<u>288,977</u>	<u>(8,467)</u>	<u>280,510</u>
Subtotal Bloque 16	<u>8,590,524</u>	<u>(2,101,786)</u>	<u>6,488,738</u>
<u>Área Tivacuno</u>			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización de inversiones de exploración y producción y subtotal Área Tivacuno	<u>397,265</u>	<u>(101,896)</u>	<u>295,369</u>
<u>Bloque 17</u>			
<i>Diferencias temporarias:</i>			
Amortización de inversiones de exploración y Producción	2,322,746	837,714	3,160,460
Provisión por abandono de campos	67,731	27,262	94,993
Amortización de costo de abandono de campos	127,020	64,645	191,665
Otras provisiones	<u> </u>	<u>66,262</u>	<u>66,262</u>
Subtotal Bloque 17	<u>2,517,497</u>	<u>995,883</u>	<u>3,513,380</u>
Total activo por impuesto diferido	<u>11,505,286</u>	<u>(1,207,799)</u>	<u>10,297,487</u>

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

Año 2010

Bloque 16

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de exploración y producción	10,987,946	(4,044,703)	6,943,243
Provisión por abandono de campos	1,346,094	61,126	1,407,220
Amortización de costo de abandono de campos		(48,916)	(48,916)
Otras provisiones	127,481	161,496	288,977
Subtotal	<u>12,461,521</u>	<u>(3,870,997)</u>	<u>8,590,524</u>

Otros:

Pérdidas tributarias	<u>2,294,825</u>	<u>(2,294,825)</u>	-
Subtotal Bloque 16	<u>14,756,346</u>	<u>(6,165,822)</u>	<u>8,590,524</u>

Área Tivacuno

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de exploración y producción y subtotal Área Tivacuno	<u>939,123</u>	<u>(541,858)</u>	<u>397,265</u>
--	----------------	------------------	----------------

Bloque 17

Diferencias temporarias:

Amortización de inversiones de exploración y producción	2,624,251	(301,505)	2,322,746
Provisión por abandono de campos	61,644	6,087	67,731
Amortización de costo de abandono de campos	142,242	(15,222)	127,020
Otras provisiones	<u>57,423</u>	<u>(57,423)</u>	

Subtotal Bloque 17	<u>2,885,560</u>	<u>(368,063)</u>	<u>2,517,497</u>
--------------------	------------------	------------------	------------------

Total activo por impuesto diferido	<u>18,581,029</u>	<u>(7,075,743)</u>	<u>11,505,286</u>
------------------------------------	-------------------	--------------------	-------------------

10.4 Aspectos Tributarios del Código Orgánico de la Producción - Con fecha diciembre 29 de 2010 se promulgó en el Ecuador 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.

10.5 Aspectos Tributarios de la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado - Con fecha noviembre 24 de 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.

10.6 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 efectuó un estudio 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 sustancialmente a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. 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 sustancialmente a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia.

11. PROVISIONES

Un resumen de las provisiones es como sigue:

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Provisión para abandono de campos	13,267,977	8,414,628
Provisiones para contingencias fiscales	7,765,590	4,990,835
Provisión para garantía juicio tarifa de transporte	<u>465,000</u>	<u>465,000</u>
Total	<u>21,033,567</u>	<u>13,870,463</u>
		<u>11,218,339</u>

Provisión para Abandono de Campos - Constituye una estimación realizada por la Administración de los Consorcios (en los cuales la Sucursal es socia) 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>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	8,414,628	6,227,504
Ajuste por cambio de tasa	3,816,624	1,349,083
Actualización financiera	<u>1,036,725</u>	<u>838,041</u>
Saldos al fin del año	<u>13,267,977</u>	<u>8,414,628</u>

Contingencias fiscales - Constituyen principalmente provisiones de participación a trabajadores originadas por contingencias (Ver Nota 18). Los movimientos de la provisión para contingencias fiscales fueron como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	4,990,835	4,990,835
Incremento	<u>2,774,755</u>	_____
Saldos al fin del año	<u>7,765,590</u>	<u>4,990,835</u>

12. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

12.1 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:

12.1.1 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 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.

12.1.2 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 se financia directamente con su Casa Matriz por lo que este riesgo se minimiza.

12.1.3 Riesgo de Crédito - El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un deudor no cumpla con sus obligaciones contractuales. La exposición de la Sucursal es consecuencia de las transacciones que realiza en su mayoría con compañías relacionadas 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.

12.2 Categorías de 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 U.S. dólares)		
<i>Activos financieros:</i>			
Costo amortizado:			
Bancos (Ver Nota 5)	1,179,043		6,266,015
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Ver Nota 6)	<u>257,502,535</u>	<u>237,035,044</u>	<u>211,260,191</u>
Subtotal	258,681,578	237,035,044	217,526,206
Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento:			
Otros activos y subtotal	1,034,905	1,050,721	911,710
Activos disponibles para la venta:			
Inversiones disponibles para la venta y subtotal	<u>11,579</u>	<u>5,967,810</u>	<u>619,070</u>
Total	<u>259,728,062</u>	<u>244,053,575</u>	<u>219,056,986</u>
<i>Pasivos financieros:</i>			
Costo amortizado:			
Sobregiro bancario (Ver Nota 5)		3,239,297	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Ver Nota 9)	<u>92,516,431</u>	<u>114,354,438</u>	<u>142,993,008</u>
Total	<u>92,516,431</u>	<u>117,593,735</u>	<u>142,993,008</u>

12.3 Valor razonable de los instrumentos financieros - La Administración de la Sucursal considera que los importes en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros se aproximan a su valor razonable.

13. PATRIMONIO

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

13.2 Utilidades Retenidas - Un resumen de las utilidades retenidas es como sigue:

	... Diciembre 31,...		Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)		
Utilidades retenidas	111,996,722	56,322,377	28,820,669
Reservas según PCGA anteriores - reserva de capital	189,656,182	189,656,182	189,656,182
Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF	<u>(30,789,566)</u>	<u>(30,789,566)</u>	<u>(39,624,257)</u>
Total	<u>270,863,338</u>	<u>215,188,993</u>	<u>178,852,594</u>

Los saldos de las siguientes cuentas surgen de la aplicación por primera vez de las NIIF de la Sucursal (Ver Nota 3), 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:

Reservas según PCGA Anteriores - El saldo acreedor de la reserva de capital podrá ser utilizado para compensar las pérdidas acumuladas y el excedente, si hubiere, podrá ser capitalizado. El saldo de esta cuenta podrá ser devuelto en el caso de la liquidación de la Sucursal.

Resultados Acumulados Provenientes de la Adopción Por Primera Vez de las NIIF - Incluye los valores resultantes de los ajustes originados en la adopción por primera vez de las NIIF. El saldo deudor podrá ser absorbido por los resultados acumulados y los del último ejercicio económico concluido, si los hubiere.

14. INGRESOS

Ingresos por prestación de servicios - Incluye los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios del Bloque 16, Área Tivacuno y Bloque 17 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 y Bloque 17 (de acuerdo a la proporción que le corresponde a la Sucursal - Ver Nota 1).

15. AMORTIZACIÓN Y DEPRECIACIÓN

Un detalle de amortización y depreciación es como sigue:

	<u>2011</u> (en U.S. dólares)	<u>2010</u>
Amortización de las inversiones de exploración y producción	37,314,762	33,988,032
Depreciación de mobiliario y equipo	<u>452,918</u>	<u>139,947</u>
Total	<u>37,767,680</u>	<u>34,127,979</u>

16. COSTOS FINANCIEROS

Un detalle de costos financieros es como sigue:

	<u>2011</u> (en U.S. dólares)	<u>2010</u>
Costo financiero de provisiones por contingencias fiscales	4,274,867	
Intereses en Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	1,515,584	2,640,926
Actualización financiera abandono de campos	1,036,725	838,041
Otros costos financieros	<u>2,493,882</u>	<u>286,605</u>
Total	<u>9,321,058</u>	<u>3,765,572</u>

17. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las principales transacciones con compañías relacionadas por los años terminados al 31 de diciembre del 2011 y 2010 se desglosan como siguen:

	<u>2011</u> (en U.S. dólares)	<u>2010</u>
Efectivo recibido de Casa Matriz para operación en:		
Consortio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno	<u>154,687,254</u>	<u>180,800,454</u>
Consortio Petrolero Bloque 17	<u>34,497,235</u>	<u>35,402,786</u>
Venta de petróleo crudo de:		
Consortio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno	<u>157,974,487</u>	<u>178,342,727</u>
Consortio Petrolero Bloque 17	<u>35,856,750</u>	<u>46,758,647</u>

18. CONTINGENCIAS

Bloque 16 y Área Tivacuno

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 por este año se determinó que la Sucursal debe pagar un impuesto a la renta adicional por US\$2.4 millones. La Sucursal impugnó la mencionada acta de determinación ante la Tercera Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal. Al 31 de diciembre del 2011, la Sucursal registra una provisión de US\$8.4 millones que incluye los respectivos intereses, multa y el efecto en la participación a trabajadores.

Año 2001 - En el proceso de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador para este año se determinó que la Sucursal debe pagar un impuesto a la renta, participación a trabajadores adicional e intereses por el año 2001 por US\$ 852 mil. La Sucursal ha impugnado la mencionada acta de determinación ante la Primera Sala del Tribunal Distrital. Al 31 de diciembre del 2011, la Sucursal registra una provisión de US\$2.1 millones que incluye los respectivos intereses y el efecto en la participación a trabajadores.

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” y del “Contrato Modificadorio de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción sobre el Área Tivacuno” (para ambos contratos la Sucursal formaba parte de la Contratista), 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 y del Área Tivacuno, lo que originó una determinación de impuesto a la renta por pagar adicional de acuerdo al siguiente detalle:

<u>Año</u>	<u>Valor</u> (en miles de U.S. dólares)
2002	20,132
2003	26,395
2004	23,016
2005	24,708

La Sucursal impugnó dichas actas y evacuó las pruebas solicitadas por la entidad de control. Al 31 de diciembre del 2011, la Sucursal mantiene impugnaciones por los diferentes conceptos glosados ante el Tribunal Fiscal y ha registrado provisiones que ascienden a US\$20 millones que incluyen los respectivos intereses y los efectos en la participación a trabajadores.

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipo de Impuesto a la Renta del año 2006

El Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió con fecha 15 de abril del 2011 la acta de determinación del año 2006 al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno (del cual la Sucursal es socia). De la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto a la renta por pagar adicional de US\$20.9 millones.

El Consorcio impugnó la mencionada acta de determinación ante la Segunda Sala del Tribunal Distrital Fiscal. Al 31 de diciembre del 2011, la Sucursal registra una provisión de US\$194 mil que incluye los respectivos intereses y el efecto en la participación a trabajadores .

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 del 2005, la Contraloría General del Estado emitió una glosa al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno por US\$2.5 millones (US\$775 mil corresponde a la Sucursal) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción. El 23 de noviembre del 2006, el Operador en representación del Consorcio presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo. La demanda fue calificada y ha sido contestada por las partes. El Tribunal deberá abrir el término de prueba.
- **Topping Plant** - La Contraloría General del Estado emitió una glosa al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno por US\$2.8 millones (US\$860 mil corresponden a la Sucursal) por supuestos perjuicios ocasionados por el deterioro de la calidad del crudo del Bloque 16. El 6 de junio del 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.

Bloque 17

Actas de Determinación años 2006 y 2007 - Precio de referencia

El Consorcio Petrolero Bloque 17 (del cual la Sucursal es socia) ha recibido del Servicio de Rentas Internas - SRI las actas de determinación de impuesto a la renta de los años 2006 y 2007 que incluyen como glosas el cálculo del precio de referencia usado para la valoración de ingreso, usando el valor más alto entre el precio de venta del mes del embarque y el precio de referencia del mes anterior al embarque. El efecto de la contingencia tributaria usando la interpretación del SRI de los años 2006 al 2011 sería US\$8.5 millones (este monto incluye años revisados y no revisados por el SRI, la participación a trabajadores y los efectos de intereses).

De acuerdo al criterio de la administración y de sus asesores legales, el Consorcio tiene argumentos suficientes para apoyar su posición; sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros, la resolución final es incierta. La Sucursal no ha registrado provisiones por este concepto.

Modificación de la Ley de hidrocarburos (Ley 42)

El Consorcio Petrolero Bloque 17 (del cual la Sucursal es socia), entró en negociaciones con el Estado ecuatoriano con el fin de modificar los contratos de participación. El efecto legal de la ejecución de enmiendas a los contratos con el Estado ecuatoriano era que la Ley 42 quedaría sin efectos, a cambio del Impuesto a la Renta Extraordinario que fue creado por la Ley de Equidad Tributaria comenzó teniendo un efecto del 70% y un precio base acordado entre las partes en la modificación del contrato. El valor de la contingencia considerando el precio de regalías para el período de septiembre a diciembre de 2008 para el Bloque 17, calculado utilizando las nuevas cantidades de la enmienda al contrato base es de US\$5.3 millones que no se ha provisionado basados en la disposición legal que le permite tomar el crédito fiscal por los pagos relacionados con la Ley 42 realizados durante el año 2008. El criterio de crédito tributario puede no ser compartido por las autoridades fiscales.

De acuerdo al criterio de la administración y de sus asesores legales, el Consorcio tiene argumentos suficientes para apoyar su posición, sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros, la resolución final es incierta. La Sucursal no ha registrado provisiones por este concepto.

19. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Sucursal, al 31 de diciembre del 2011, como resultado de la participación proporcional de las entidades controladas en forma conjunta (Consortios) de los cuales la Sucursal es socia:

	Consortio Bloque 16 y <u>Área Tivacuno</u> ... (en U.S. dólares) ...	Consortio <u>Bloque 17</u>
<i>Información financiera de los Consortios:</i>		
Total activos	844,338,589	137,298,715
Total pasivos	251,587,281	100,966,540
Ingresos	556,339,196	123,079,202
Costos y gastos de operación	238,030,281	83,885,906
<i>Participación proporcional</i>	31%	30%
<i>Saldos y transacciones incluidas en los estados financieros de la Sucursal:</i>		
Total activos	180,869,858	48,058,265
Total pasivos	98,165,076	12,152,225
Ingresos	174,842,733	36,922,719
Costos y gastos de operación	98,535,644	27,491,144

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

20. 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 (Septiembre 12 del 2013) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

21. APROBACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

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