

**PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador**

**Estados financieros al 31 de diciembre de 2011 junto con  
el informe de los auditores independientes**

## PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador

# Estados financieros al 31 de diciembre de 2011 junto con el informe de los auditores independientes

### Contenido

#### Informe de los Auditores Independientes

#### Estados Financieros

Estado de situación financiera

Estado de resultados integrales

Estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz

Estado de flujos de efectivo

Notas a los estados financieros

1. Entidad reportante .....	1
2. Bases de preparación .....	4
2.1. Uso de juicios, estimaciones y supuestos contables significativos .....	4
a) Reservas de crudo .....	5
b) Gastos de exploración y evaluación .....	6
c) Recuperación de inversiones de producción .....	6
d) Costos de abandono .....	6
e) Recuperación de activos diferidos de impuesto a la renta .....	7
f) Contingencias .....	8
g) Jerarquía del valor razonable .....	8
2.2. Resumen de las principales políticas contables .....	9
a) Inversiones de exploración, evaluación y desarrollo .....	9
b) Propiedad, planta y equipo .....	10
c) Deterioro de activos no financieros .....	12
d) Efectivo definido como colateral de garantías emitidas .....	13
e) Inventarios .....	13
f) Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y posterior medición .....	14
g) Efectivo y equivalentes de efectivo .....	18
h) Provisiones .....	18
i) Pasivos contingentes y activos contingentes .....	19
j) Actividades de cobertura .....	19
k) Participación en una operación conjunta .....	19

l) Reconocimiento de ingresos .....	20
m) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	21
n) Costos de producción y transporte .....	22
o) Beneficios a los empleados .....	22
p) Impuestos .....	23
2.3. Cambios en las políticas contables y revelaciones.....	24
2.4. Normas Internacionales emitidas aún no vigentes .....	26
3. Primera aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF .....	29
3.1. Reconciliación del estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz.....	31
3.2. Reconciliación de la utilidad neta según PCGA – Ecuador con el resultado integral bajo NIIF .....	31
3.3. Reconciliación del estado de flujos de efectivo .....	32
3.4. Ajustes por diferencias entre los principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en Ecuador y las Normas Internacionales de Información Financiera -NIIF.....	32
a) Inversiones de producción y desarrollo .....	32
b) Impuestos diferidos.....	33
c) Inventario de capital.....	33
d) Sublevante de crudo.....	34
e) Provisiones .....	34
4. Inversiones de exploración .....	34
5. Inversiones de producción y desarrollo, neto.....	35
6. Otras propiedades y equipo.....	37
7. Impuesto a la renta corriente y diferido.....	38
Otros aspectos tributarios.....	42
a) Situación fiscal.....	42
b) Determinación y pago del impuesto a la renta.....	42
c) Tasa de impuesto a la renta y exoneraciones .....	42
d) Dividendos en efectivo.....	43
e) Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) .....	43
f) Reformas tributarias .....	43
g) Otras reformas tributarias aplicables a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.....	44
h) Precios de transferencia.....	46
8. Inventarios .....	46
9. Cuentas por cobrar .....	47
10. Efectivo y equivalentes de efectivo.....	48
11. Instrumentos financieros por categoría.....	49
12. Patrimonio.....	50
a) Capital asignado .....	50
b) Reserva para futuras capitalizaciones.....	50

c) Reserva de capital.....	50
d) Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.....	50
13. Provisiones.....	50
(1) Obligación por retiro de bienes.....	51
(2) Determinaciones tributarias.....	52
14. Impuestos por pagar.....	52
15. Sobrelevante de petróleo crudo.....	53
16. Cuentas por pagar.....	54
(1) Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo.....	54
(2) Participación a trabajadores.....	54
(3) Provisiones de costos y gastos.....	54
17. Compañías relacionadas.....	55
18. Ingresos.....	57
19. Costos y gastos por naturaleza.....	57
20. Otros gastos.....	58
21. Contingencias.....	59
(a) Precio de referencia.....	59
(b) Diferencial cambiario.....	59
(c) Otras contingencias (cargos indirectos del exterior y modificación de la Ley de Hidrocarburos.....	60
22. Detalle de garantías entregadas.....	61
23. Participación en operaciones conjuntas.....	61
24. Riesgos financieros.....	62
a) El riesgo de precio de productos básicos.....	62
b) El riesgo de crédito.....	62
c) El riesgo de liquidez.....	63
d) Gestión del capital de riesgo.....	64
e) Las acciones gubernamentales y políticas afectan los resultados de las operaciones de la Sucursal.....	64
25. Eventos subsecuentes.....	64

## Informe de los auditores independientes

A PetroOriental S.A:

### Informe sobre los estados financieros

1. Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **PetroOriental S.A. - Sucursal Ecuador**, (una subsidiaria de **PetroOriental S.A.** que a su vez es subsidiaria de **Andes Petroleum Company Limited-BVI**) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en la inversión de Casa Matriz y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, así como el resumen de las principales políticas contables significativas y otras notas explicativas.

### Responsabilidad de la gerencia sobre los estados financieros

2. La gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera y de su control interno determinado como necesario por la gerencia, para permitir la preparación de estados financieros que no contengan distorsiones importantes debidas a fraude o error.

### Responsabilidad del auditor

3. Nuestra responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los estados financieros adjuntos, basados en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría, las cuales requieren que cumplamos con requerimientos éticos, planifiquemos y realicemos una auditoría para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen distorsiones importantes.
4. Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan distorsiones importantes, debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes de la Sucursal, para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Sucursal. Una auditoría también incluye la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la gerencia son

## Informe de los auditores independientes (continuación)

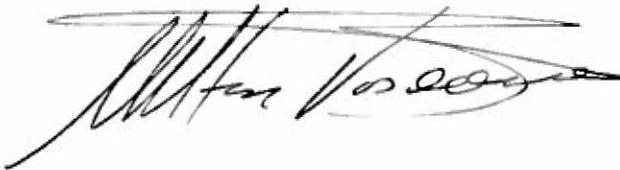
efectos de la primera adopción de NIIF al 1 de enero de 2010 y del restablecimiento de las cifras de los estados financieros del año terminado al 31 de diciembre de 2010 se muestran en la Nota 3.

### Otro asunto

9. Los estados financieros al 31 de Diciembre de 2010 y por el año terminado en esa fecha, fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron su informe con una opinión sin salvedades de fecha 15 de abril de 2011.



RNAE No. 462



Milton A. Vascónez R.  
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador  
29 de mayo de 2012

**Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador**

**Estado de situación financiera**

Al 31 de diciembre de 2011

Expresados en Dólares de los E.U.A.

	Notas	Al 31 de diciembre de		Al 1 de enero de
		2011	2010	2010
			(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
<b>Activos</b>				
<b>Activos no corrientes:</b>				
Inversiones de exploración	4	8,922,540	-	-
Inversiones de producción y desarrollo, neto	5	144,266,170	133,622,087	137,563,753
Otras propiedades y equipos, neto	6	1,070,055	1,189,782	1,283,572
Activo por impuesto a la renta diferido	7	16,280,634	16,542,931	15,559,714
Otros activos	11	562,048	339,551	-
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>171,101,447</b>	<b>151,694,351</b>	<b>154,407,039</b>
<b>Activos corrientes:</b>				
Inventarios	8	6,600,894	9,306,592	4,399,784
Gastos anticipados		527,408	318,221	237,642
Impuestos por cobrar	14	595,089	-	-
Cuentas por cobrar	9	36,580,284	23,602,464	7,468,441
Efectivo y equivalentes de efectivo	10	16,975,970	45,873,391	30,746,328
<b>Total activos corrientes</b>		<b>61,279,645</b>	<b>79,100,668</b>	<b>42,852,195</b>
<b>Total activos</b>		<b>232,381,092</b>	<b>230,795,019</b>	<b>197,259,234</b>
<b>Pasivos e inversión de la Casa Matriz</b>				
<b>Inversión de la Casa Matriz</b>				
Capital asignado	12	2,000	2,000	2,000
Resultados acumulados		101,182,800	72,748,206	26,005,464
<b>Total Inversión de la Casa Matriz</b>		<b>101,184,800</b>	<b>72,750,206</b>	<b>26,007,464</b>
<b>Pasivos</b>				
<b>Pasivos no corrientes:</b>				
Provisiones	13	20,951,600	12,346,302	7,651,989
<b>Pasivos corrientes:</b>				
Impuestos por pagar	14	1,067,148	9,816,944	7,087,924
Sobrelavante de petróleo crudo	15	6,915,042	5,834,151	8,685,425
Cuentas por pagar	16	26,725,585	22,851,109	34,395,937
Compañías relacionadas	17	74,416,617	107,034,514	113,295,069
Sobregiro bancario	10	1,120,300	161,793	135,426
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>110,244,692</b>	<b>145,698,511</b>	<b>163,599,781</b>
<b>Total pasivos</b>		<b>131,196,292</b>	<b>158,044,813</b>	<b>171,251,770</b>
<b>Total pasivo e inversión de la Casa Matriz</b>		<b>232,381,092</b>	<b>230,795,019</b>	<b>197,259,234</b>

  
 Zhang Xing  
 Presidente Ejecutivo

  
 Zeng Wusheng  
 Jefe de Finanzas y Control Interno

  
 Jaime Estrella  
 Contador General

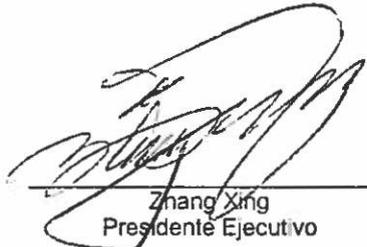
Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos estados

**Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador**

**Estado de resultados integrales**

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2011  
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	<u>2011</u>	<u>2010</u>
			(Revisado Nota 3)
Ingresos	18	159,013,807	180,341,160
Costo de producción	19	(93,290,146)	(93,705,556)
<b>Utilidad bruta</b>		<b>65,723,661</b>	<b>86,635,604</b>
Otros ingresos		11,394	43,425
Otros gastos	20	(4,646,344)	(593,788)
Gastos administrativos	19	(21,209,678)	(26,608,414)
<b>Utilidad antes de impuesto a la renta</b>		<b>39,879,033</b>	<b>59,476,827</b>
Impuesto a la renta	7	(11,444,439)	(12,734,085)
<b>Utilidad del año</b>		<b>28,434,594</b>	<b>46,742,742</b>

  
Zhang Xing  
Presidente Ejecutivo

  
Zeng Wusheng  
Jefe de Finanzas y Control  
interno

  
Jaime Estrella  
Contador General

Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos estados.

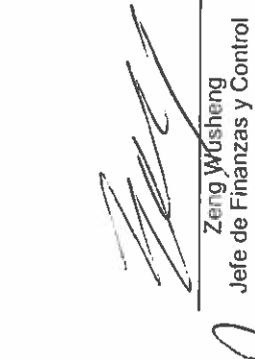
**Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador**

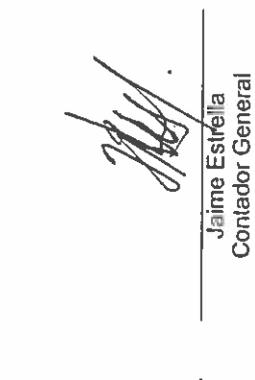
**Estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz**

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2011  
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Resultados acumulados							
	Capital asignado	Reserva para futuras capitalizaciones	Reserva de capital	Ajustes de primera Adopción	Reserva para futuras capitalizaciones	Reserva de Capital	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2010	2,000	25,200,000	15,473,705	-	-	-	23,504,657	64,178,362
Más:								
Transferencia por adopción de Normas Internacionales de Información Financiera- NIIF	-	(25,200,000)	(15,473,705)	-	25,200,000	15,473,705	-	-
Ajuste por primera adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF (Ver Nota 3)	-	-	-	(38,172,898)	-	-	-	(38,172,898)
Saldo al 1 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)	2,000	-	-	(38,172,898)	25,200,000	15,473,705	23,504,657	26,005,464
Más:								
Utilidad del año	-	-	-	-	-	-	46,742,742	46,742,742
Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)	2,000	-	-	(38,172,898)	25,200,000	15,473,705	70,247,399	72,748,206
Más:								
Utilidad del año	-	-	-	-	-	-	28,434,594	28,434,594
Saldo al 31 de diciembre de 2011	2,000	-	-	(38,172,898)	25,200,000	15,473,705	98,681,993	101,182,800

  
Zhang Xing  
Presidente Ejecutivo

  
Zeng Wusheng  
Jefe de Finanzas y Control Interno

  
Jaime Estrella  
Contador General

Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos estados.

## Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador

### Estado de flujos de efectivo

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2011  
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	2011	2010
			(Revisado Nota 3)
<b>Flujos de efectivo netos de actividades de operación:</b>			
Utilidad antes de impuesto a la renta		39,879,033	59,476,827
<b>Ajustes para conciliar la utilidad antes de impuesto a la renta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación-</b>			
Depreciación, amortización y agotamiento	19	43,152,555	38,086,248
Costos financieros de la provisión para abandono de campos	20	677,216	464,883
Costos financieros de contingencias tributarias	13	55,373	59,276
<b>Variación en capital de trabajo</b>			
<b>Variación de activos – (aumento) disminución</b>			
Inventarios		2,705,698	(4,906,808)
Cuentas por cobrar		(12,977,820)	(16,134,023)
Gastos prepagados		(209,187)	(80,579)
<b>Variación de pasivos – aumento (disminución)</b>			
Sobrelevante de petróleo crudo		1,080,891	(2,851,274)
Cuentas por pagar		4,298,331	(11,444,891)
Compañías relacionadas		(150,569)	4,851,119
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		78,511,521	67,520,778
Impuesto a la renta pagado		(20,950,883)	(10,988,282)
Créditos por IVA recuperados durante el año		-	(99,937)
<b>Efectivo neto provisto de actividades de operación</b>		<b>57,560,638</b>	<b>56,432,559</b>

Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos estados.

**Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador**

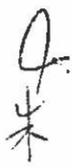
**Estado de flujos de efectivo**

Por el año terminado el 31 de Diciembre de 2011  
Expresados en Dólares de E.U.A.

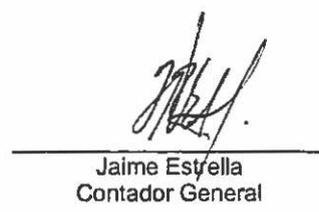
	Notas	<u>2011</u>	<u>2010</u>
			(Revisado Nota 3)
<b>Flujos de efectivo en actividades de inversión:</b>			
Adiciones en inversiones de exploración	4	(8,922,540)	-
Adiciones en inversiones de producción y otras propiedades y equipos	5, 6	(45,804,202)	(29,880,638)
Incremento en otros activos		(222,497)	(339,551)
<b>Efectivo neto utilizado en actividades de inversión</b>		<u>(54,949,239)</u>	<u>(30,220,189)</u>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiamiento:</b>			
Pagos a Casa Matriz		(32,467,327)	(11,111,674)
<b>Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento</b>		<u>(32,467,327)</u>	<u>(11,111,674)</u>
Incremento (decremento) neto en efectivo		(29,855,928)	15,100,696
Saldos al comienzo del año		45,711,598	30,610,902
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al final del período</b>	10	<u>15,855,670</u>	<u>45,711,598</u>



Zhang Xing  
Presidente Ejecutivo




Zeng Wusheng  
Jefe de Finanzas y Control Interno



Jaime Estrella  
Contador General

Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos estados.

## Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador

### Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2011

Expresadas en Dólares de E.U.A.

#### 1. ENTIDAD REPORTANTE

PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador es una Sucursal de PetroOriental S.A. constituida en Francia que a su vez es subsidiaria de Andes Petroleum Company Limited de las Islas Vírgenes Británicas. Esta última es finalmente controlada por China National Petroleum Corporation (CNPC) que mantiene un 55% de participación, su otro accionista es China Petrochemical Corporation (Sinopec Group) que mantiene una participación del 45% restante en la Casa Matriz. CNPC y China Petrochemical Corporation son entidades estatales directamente controladas por la República Popular China. La Sucursal fue domiciliada en el Ecuador el 15 de abril de 1987 y su actividad principal es la exploración y explotación de petróleo crudo.

Los estados financieros serán aprobados por el Directorio luego de la emisión del informe de auditoría. De acuerdo con la gerencia no habrá cambios en dichos estados financieros.

El domicilio registrado de la Sucursal es Av. Naciones, Unidas E10-44 y República del Salvador, Edificio Citiplaza, Quito, Ecuador.

#### **Cambio de Contrato de Participación a Contrato de Prestación de servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos de los Bloques 14 y 17**

El 23 de noviembre de 2010 (y vigente a partir del 1 de enero 2011), la Sucursal firmó oficialmente los nuevos Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos con el Gobierno Ecuatoriano representado por la Secretaría de Hidrocarburos, por el cual la contratista se compromete a proporcionar los servicios de exploración y explotación al Estado, invirtiendo sus propios recursos económicos, tecnológicos y humanos, a cambio del pago de una tarifa fija, este contrato se encuentra garantizado mediante una garantía solidaria emitida por la Casa Matriz. Hasta la presente fecha, la liquidación final del contrato de participación que finalizó el 31 de diciembre de 2010 se encuentra pendiente, sin embargo de acuerdo con la administración, no existirán cambios materiales que se deriven de esta liquidación.

Un resumen de los principales compromisos en el Contrato se detalla a continuación:

- La prestación de servicios se refiere específicamente a la ejecución de las actividades contenidas en el Plan de Actividades con sus inversiones estimadas asociadas
- Las tarifas acordadas para la prestación de servicios fueron los siguientes:

<b>Bloque 14</b>	41 por barril
<b>Bloque 17</b>	41 por barril

## Notas a los estados financieros (continuación)

La tarifa incluye la estimación de la amortización de las inversiones históricas y futuras, la estimación de los costos de operación (OPEX) y una tasa razonable de rendimiento (utilidad).

Para el año terminado al 31 de diciembre de 2011, los barriles producidos y el ingreso total reconocido en la tarifa de servicio estaban formados de la siguiente manera:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>
Barriles producidos	1,777,032	2,101,353
Tarifa	<u>41</u>	<u>41</u>
<b>Ingresos por servicios (Nota 18)</b>	<b><u>72,858,312</u></b>	<b><u>86,155,495</u></b>

Esta tarifa se puede pagar en efectivo o en especie (petróleo crudo) y su recuperación se basa en los "Ingresos Disponibles", que se calculan utilizando la siguiente fórmula:

(IB)	Ingresos brutos	Producción auditada por precio de referencia
(MS)	Margen de soberanía	25%
(CT)	Costos de transporte	US\$1.436
(CC)	Costos de comercialización	US\$ 0.50 (aprox.)
(IE)	Impuestos ECORAE	US\$ 1.05
(ID)	Ingresos disponibles	$IB - MS - CT - CC - IE$

Si los Ingresos disponibles son menores que la tarifa, el saldo pendiente se acumula para el próximo mes o año hasta que los ingresos disponibles sean suficientes. Este saldo pendiente caducará a la fecha de terminación del Contrato. Por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 la tarifa de servicio fue pagada en especie.

La tarifa puede ser ajustada por la inflación, un factor de corrección, o la no ejecución de las actividades comprometidas. Sin embargo, la administración considera que la Sucursal ha cumplido con todos sus compromisos respecto a los contratos de Prestación de Servicios suscritos con el gobierno.

- Bajo los nuevos contratos, la Sucursal incrementó el área de contrato en 65,569 hectáreas adicionales de extensión en los dos bloques y adicionalmente ha logrado una extensión del plazo hasta el 21 de julio de 2018 para el Bloque 14 y hasta el 23 de diciembre de 2018 para el Bloque 17. En el caso de nuevos descubrimientos se podrá negociar una extensión al plazo antes indicado. Conforme a las regulaciones legales del Ecuador, en caso de terminación del contrato de Prestación de Servicios en el Bloque 14 y 17, ya sea debido al vencimiento del plazo o por otro motivo establecido en la ley, o por incumplimiento por parte de la Contratista con las obligaciones establecidas en la ley y el contrato, todos los pozos, equipos, herramientas, maquinaria, instalaciones y mobiliario adquiridos para efecto de los contratos sean revertidos al gobierno, sin costo y en buenas condiciones de funcionamiento.

## Notas a los estados financieros (continuación)

- El impuesto al valor agregado ("IVA") constituirá crédito tributario y será compensado con el IVA por la tasa de servicio facturado a la Secretaría de Hidrocarburos.
- Se aplicará un factor de corrección para contrarrestar el desequilibrio económico cuando ocurriese cualquiera de los siguientes eventos:
  - a) Cambios en las tasas de los impuestos aplicables.
  - b) Cambios en las leyes relacionadas con el cálculo de la base imponible de los impuestos aplicables.
  - c) Cambios en la tasa de participación en las utilidades para los trabajadores.
  - d) Cambios en el crédito tributario del IVA.
  - e) Cambios en la legislación de hidrocarburos.
  - f) Cambios en la legislación ambiental.
  - g) La imposición de cualquier carga económica de índole no tributaria.
  - h) Reducción de las tasas de producción
  - i) Cambios en el régimen monetario (dólares estadounidenses)
- La Sucursal es responsable de todos los pasivos ambientales / sociales conforme a las leyes de aplicación y la Constitución.
- La Sucursal tenía que realizar una auditoría socio – ambiental dentro del primer año del Contrato. En relación con este requerimiento, la Sucursal ha recibido por parte del Ministerio del Ambiente (MAE) una notificación, en la cual se requiere dividir la auditoría ambiental en tres zonas, dos de ellas controladas por el Ministerio de Justicia, Derechos Humanos y Cultos. A la fecha, se encuentra pendiente recibir del Ministerio de Justicia, Derechos Humanos y Cultos, del MAE y del Programa de Remediación Ambiental y Social - PRAS (programa adscrito al MAE) los lineamientos para poder estructurar las auditorías socio-ambientales, y así poder iniciar los estudios con el consultor designado.
- Los pasivos identificados en la auditoría socio – ambiental deberán ser asumidos por la Sucursal. Para los años subsecuentes, se requiere de una auditoría cada 2 años y 2 años antes de que finalice el Contrato. El Gobierno es responsable de la ejecución de programas de desarrollo sostenible.
- La producción del Bloque 14 y Bloque 17 será transportada a través del Oleoducto de Crudos Pesados - OCP a una tarifa de 1.436 por barril que será pagada por el Gobierno Ecuatoriano a Andes Petroleum Company Limited – Sucursal Ecuador (compañía relacionada) quien posee una participación de 36.26% en el Oleoducto de Crudos Pesados - OCP.
- La Sucursal renuncia a todo reclamo contra el Gobierno, EP Petroecuador y la Secretaría de Hidrocarburos, excepto los reclamos que se han presentado con anterioridad a la ejecución del Contrato y los reclamos que se refieren a actos del Gobierno que han surgido tras la ejecución del Contrato (derecho a la propia defensa).

## Notas a los estados financieros (continuación)

Al 31 de diciembre de 2010, la Sucursal operaba los Bloques 14 y 17 bajo la modalidad de contrato de participación. En función de estos contratos, la Sucursal recibía una participación de barriles por bloque que se calculaba en base a una fórmula de participación gradual. Además, la Sucursal pagaba una regalía sobre la producción que representaba el excedente de ingresos generados por precios de venta más altos que el precio de referencia. Dicha regalía era distribuida a EP Petroecuador. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2010, la producción bruta y la participación en los Bloques 14 y 17 fue la siguiente:

	<u>Producción bruta</u> <u>(miles de barriles)</u>	<u>Producción neta</u> <u>(después de regalías) (miles</u> <u>de barriles)</u>
Bloque 14	2,034	1,525
Bloque 17 (70%)	2,146	1,605
	<u>4,180</u>	<u>3,130</u>

### 2. BASES DE PREPARACIÓN

Los estados financieros de la Sucursal han sido preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

Para todos los períodos anteriores y hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010 inclusive, la Sucursal preparó sus estados financieros de acuerdo con principios y prácticas contables generalmente aceptadas en Ecuador (PCGA Ecuador). Estos estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 son los primeros estados financieros que la Compañía ha preparado de acuerdo con las NIIF. La Nota 3 incluye la información sobre cómo la Sucursal adoptó las NIIF por primera vez.

Los estados financieros han sido preparados sobre la base del costo histórico. Los estados financieros se presentan en dólares de los Estados Unidos de América que es la moneda de uso legal en el Ecuador.

#### 2.1 Uso de juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros de la Sucursal, de conformidad con NIIF requiere que la administración deba realizar juicios, estimaciones y suposiciones contables que afectan a los importes informados de activos y pasivos y la revelación de pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, y los montos revelados como ingresos y gastos durante el período sobre el que se informa. Las estimaciones y suposiciones han sido continuamente evaluadas y se basan en la experiencia de la administración y otros factores, incluyendo expectativas razonables de eventos futuros en función de las circunstancias. Sin embargo, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones, si se utilizan suposiciones diferentes y existen condiciones diferentes.

## Notas a los estados financieros (continuación)

La Sucursal ha identificado las siguientes áreas que requieren el uso de juicios, estimaciones y suposiciones importantes, y en las cuales si los resultados reales son diferentes, podría afectar materialmente la posición financiera o los resultados financieros reportados en ejercicios futuros. Mayor información sobre cada una de ellas y su impacto en las diferentes políticas contables, se describe en las siguientes notas a los estados financieros.

### a) Reservas de crudo

Las inversiones de producción se amortizan en base a unidades de producción en función a una tasa calculada sobre el total de reservas probadas desarrolladas, certificadas por expertos independientes. Las reservas probadas de petróleo son las cantidades estimadas de petróleo crudo que demuestran los datos geológicos y de ingeniería con razonable certeza que podrían recuperarse en años futuros en yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y operativas existentes (por ejemplo costos a partir de la fecha en que se realiza la estimación). Las reservas probadas desarrolladas son reservas que se espera poder recuperar a través de pozos existentes con equipos y métodos operativos existentes. Los parámetros económicos utilizados para la evaluación del especialista, incluye el precio del producto, los gastos de operación y los costos de capital. La producción de petróleo crudo de los Bloques 14 y 17 tiene una calidad media de 18.6 ° API, la misma que se transporta por el oleoducto SOTE y su explotación se efectúa de acuerdo con el Contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (Ver Nota 5).

El valor en libros de las inversiones de producción al 31 de diciembre de 2011 se detalla en la Nota 5.

Debido a que las suposiciones económicas utilizadas pueden variar y a que se obtiene más información geológica durante la operación de un campo, las estimaciones de reservas recuperables pueden cambiar. Dichos cambios podrían afectar a la posición financiera reportada y los resultados de la Sucursal que incluyen:

- El valor en libros de activos de exploración y evaluación, inversiones de producción y desarrollo y la propiedad, planta y equipo, podrían verse afectados por cambios en estimaciones de los flujos de caja futuros.
- Los costos de amortización pueden cambiar si se determinan las tasas respectivas utilizando el método de unidades de producción, o cuando la vida útil de los activos relacionados haya cambiado.
- La provisión para abandono de pozos podría variar cuando los cambios en las estimaciones de las reservas afecten las expectativas sobre cuándo se realizarán las actividades de abandono y el costo asociado de las mismas.
- El reconocimiento y el valor en libros de los activos diferidos de impuestos a la renta podría cambiar debido a los cambios en los criterios sobre la existencia de dichos activos y en las

## Notas a los estados financieros (continuación)

estimaciones de la recuperación probable de dichos activos.

### b) Gastos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable de la Sucursal para los gastos de exploración y de evaluación requiere un criterio para determinar la probabilidad que existan beneficios económicos futuros ya sea de una futura explotación o venta, o donde las actividades no han llegado a una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. La determinación de las reservas y recursos es en sí un proceso de estimación que requiere de un grado de incertidumbre en función de la subclasificación, y estos cálculos impactan directamente en el punto de diferimiento o de los gastos de exploración y evaluación. La política de diferimiento requiere que la administración efectúe ciertas estimaciones y suposiciones en cuanto a eventos y circunstancias futuros, en particular, si se puede establecer una operación de extracción económicamente viable. Este tipo de estimaciones y suposiciones pueden cambiar a medida que se obtiene nueva información. En caso que la información disponible sugiere que la recuperación de los gastos es poco probable posterior a la capitalización de los gastos, el monto capitalizado relevante se da de baja en la utilidad o pérdida en el ejercicio contable en el que se obtiene dicha nueva información.

### c) Recuperación de Inversiones de producción

La Sucursal aplica una política conservadora debido a que evalúa el deterioro en forma anual a cada unidad generadora de efectivo (UGE) independientemente de si existe o no un indicador de deterioro. En función de esto, se realiza una estimación formal del valor recuperable, el cual es considerado como el mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor en uso. Dichas evaluaciones requieren el uso de estimaciones y suposiciones, tales como los precios de petróleo a largo plazo (teniendo en cuenta los precios actuales e históricos, la tendencia de los precios y factores relacionados), tasas de descuento, costos de operación, reservas (ver 2.1 (a) reservas de hidrocarburos y recursos estimados) y el rendimiento de las operaciones (que incluye los volúmenes de producción). Estas estimaciones y suposiciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, por lo tanto, existe la posibilidad de que los cambios en dichas circunstancias puedan afectar las proyecciones, que podrían afectar a su vez, el valor recuperable de los activos y/o a la UGE.

El valor razonable de las inversiones de producción generalmente se determina como el valor presente de los flujos de caja futuros estimados derivados de la utilización continua de los activos. Los flujos de caja se descuentan a su valor actual utilizando una tasa de descuento que refleja las evaluaciones actuales en el mercado del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo. La administración ha evaluado sus UGE como un bloque individual, que es el nivel más bajo donde los flujos de caja internos son en gran medida independientes de los otros activos.

### d) Costos de abandono

Los costos de abandono serán incurridos por la Sucursal al final de cada contrato para algunas de las

## Notas a los estados financieros (continuación)

instalaciones y propiedades de la Sucursal y en un mediano plazo para otras instalaciones y propiedades. La Sucursal evalúa la provisión de abandono en cada fecha de reporte. Los costos finales de cierre son inciertos y las estimaciones de costos pueden variar en función de muchos factores, incluyendo cambios en los requisitos legales relevantes, la aparición de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros campos de producción. La oportunidad, alcance y montos estimados de los gastos también pueden cambiar, por ejemplo, en base a los cambios en las reservas o cambios en las leyes y reglamentos, o su interpretación respectiva. Por lo tanto, se realizan estimaciones y suposiciones significativas para la determinación de la provisión de abandono para el cierre. Como resultado, podría haber ajustes importantes a las provisiones establecidas que podrían afectar los resultados financieros futuros. El pasivo por abandono a la fecha de reporte representa la mejor estimación del valor actual de los costos necesarios para el pasivo por abandono futuro.

Un resumen de las suposiciones aplicadas se detalla a continuación:

- 100% de probabilidad de no estar en operación al final del contrato fue asignado para las instalaciones no operativas, tuberías y pozos.
- 100% de probabilidad de no estar en operación al final del contrato fue asignado para las plataformas.
- 100% de probabilidad de no estar en operación al final del contrato fue asignado para las instalaciones de operación, tuberías e instalaciones complementarias.
- 10% de probabilidad de no estar en operación al final del contrato fue asignado para las líneas eléctricas.
- El pasivo por abandono para los activos operativos se ha descontado hasta el final de cada contrato.
- El pasivo por abandono para los activos no operativos ha sido descontado en 2 años.
- La tasa de inflación que ha sido aplicada a los costos de abandono fue del 5.30%
- La tasa de descuento que ha sido aplicada al pasivo de abandono fue de 5.80%

### e) **Recuperación de activos diferidos de impuesto a la renta**

Se requiere juicio para determinar si los activos diferidos de impuesto a la renta se deben reconocer en el estado de la situación financiera. Los activos diferidos de impuesto a la renta, incluyendo los que se derivan de las pérdidas tributarias no amortizadas, requieren ser evaluados por la administración para definir la probabilidad de que la Sucursal pueda generar suficientes ganancias gravables en ejercicios futuros, a fin de utilizar los activos diferidos del impuesto a la renta reconocidos. Las suposiciones sobre la generación de ganancias gravables futuras dependen de las estimaciones realizadas por la administración de los flujos de caja futuros. Dichas estimaciones de ganancias gravables futuras se basan en los flujos de caja proyectados de las operaciones (que se ven afectados por los volúmenes de producción y ventas, precios del petróleo, reservas, costos de operación, costos de abandono, gastos de capital, dividendos y otras operaciones de gestión del capital) y el criterio

## Notas a los estados financieros (continuación)

sobre la aplicación de las leyes tributarias existentes en cada jurisdicción. En la medida en que los flujos de caja futuros y las ganancias gravables difieran significativamente de las estimaciones, podría verse afectada la capacidad de la Sucursal de realizar los activos diferidos netos del impuesto a la renta reportados.

Adicionalmente, los cambios futuros que podrían surgir en las jurisdicciones en los cuales opera la Sucursal podría limitar la capacidad de la Sucursal de obtener deducciones de impuestos en ejercicios futuros.

### f) Contingencias

Por su naturaleza, las contingencias solo se resolverán cuando ocurran o dejen de ocurrir uno o más eventos inciertos en el futuro. La evaluación de la existencia y el potencial efecto monetario de las contingencias, implican de manera inherente la determinación de un juicio y el uso de estimaciones respecto al resultado de eventos futuros.

La Sucursal opera en el Ecuador, por lo que está sujeta al impuesto a la renta en dicha jurisdicción. Se requiere de criterios significativos en la determinación de la provisión de impuesto a la renta. Existen transacciones y cálculos para los cuales la determinación tributaria final es incierta durante el curso ordinario del negocio. Tal determinación se encuentra también sujeta a observaciones derivadas de las auditorías efectuadas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos – ARCH (antes denominada Dirección Nacional de Hidrocarburos), la cual controla a las compañías que operan en el sector petrolero, y por el Servicio de Rentas Internas – SRI. Estas entidades podrían no compartir los criterios usados por la Sucursal en la aplicación de las regulaciones tributarias. Cuando la liquidación final tributaria de estos asuntos es diferente de los montos que fueron inicialmente registrados, tales diferencias podrían impactar las provisiones de impuesto a la renta corriente y diferido en los periodos para los cuales tales liquidaciones fueron efectuadas. Las regulaciones vigentes en el Ecuador determina que las evaluaciones de impuesto a la renta efectuadas por las autoridades tributarias también resultan en una reliquidación retroactiva de la participación a trabajadores para los años afectados.

### g) Jerarquía del valor razonable

Cuando no se puede derivar el valor razonable de los activos y pasivos financieros registrados en el estado de la situación financiera de un mercado activo, su valor razonable se determina utilizando técnicas de valoración, incluyendo el modelo de flujo de caja descontado. Las variables de estos modelos se toman de mercados observables siempre que sea posible; sin embargo, cuando esto no es posible, se requiere de un grado de juicio para establecer los valores razonables. Los criterios incluyen la consideración de las variables tales como el riesgo de liquidez, riesgo de crédito y la volatilidad. Los cambios en las suposiciones acerca de estos factores podrían afectar el valor razonable revelado de los instrumentos financieros.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### 2.2 Resumen de las principales políticas contables

Las principales políticas adoptadas por la Sucursal para la preparación de los estados financieros de acuerdo con NIIF se detallan a continuación:

#### a) Inversiones de exploración, evaluación y desarrollo

Las inversiones de exploración, evaluación y desarrollo se contabilizan aplicando el método contable de esfuerzos exitosos.

La actividad de exploración y evaluación consiste en la búsqueda de recursos minerales, la determinación de la viabilidad técnica y la evaluación de la viabilidad comercial del recurso identificado.

Una vez que se ha adquirido el derecho legal a explorar, los costos directamente asociados a un pozo de exploración se capitalizan como activos para la exploración y evaluación hasta que la perforación del pozo se haya completado y los resultados hayan sido evaluados. Dichos costos incluyen la remuneración de los empleados directamente atribuible, los materiales y el combustible utilizado, los costos de perforación y los pagos efectuados a contratistas.

Los costos de exploración (gastos geológicos y geofísicos, los gastos asociados con el mantenimiento de las reservas no probadas y otros gastos relacionados con la actividad de exploración), con excepción de los gastos de perforación exploratoria, se imputan a los resultados cuando son incurridos.

Los costos de la perforación exploratoria, incluidos los relativos a los pozos de exploración estratigráfica, se reconocen como activos hasta que se determine si se han encontrado las reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran reservas probadas, los costos de perforación capitalizados son cargados a resultados. Sin embargo, si como resultado de la perforación exploratoria, incluyendo los pozos de exploración estratigráfica, se encuentran reservas que no se pueden clasificar como probadas, su reconocimiento depende de lo siguiente:

- Si el área requiere inversiones adicionales antes de que la producción pueda comenzar, los costos de perforación permanecen capitalizados solamente durante el ejercicio contable en que se cumplan los siguientes requisitos: (i) el monto de las reservas probadas encontradas justifica la realización de un pozo productivo si se realiza la inversión requerida, y (ii) la perforación de pozos exploratorios o estratigráficos adicionales está en marcha o planificada para un futuro próximo. Si cualquiera de las anteriores condiciones no se cumple, los costos de perforación o el costo de los pozos estratigráficos son cargados a resultados.

## Notas a los estados financieros (continuación)

- En todas las demás circunstancias, la existencia de reservas que podrían ser clasificadas como probadas tienen que ser determinadas dentro de un año desde la finalización de los trabajos de prospección. De lo contrario, los costos relacionados de perforación son incurridos a los resultados.

### **Costos de desarrollo**

Los desembolsos incurridos en la construcción, instalación o ejecución de obras de infraestructura tales como plataformas, oleoductos y la perforación de pozos de desarrollo, incluyendo el desarrollo no exitoso o pozos de delineación se capitalizan dentro de inversiones de producción y desarrollo.

### **b) Propiedad, planta y equipo**

#### *i. Inversiones de producción y desarrollo*

Las inversiones de producción y desarrollo se contabilizan al costo histórico aplicando el método de esfuerzos exitosos dado que las NIIF no incluyen normas específicas relacionadas con la industria petrolera.

La Sucursal reconoce las propiedades de producción de petróleo a través del método de "esfuerzos exitosos", mediante el cual el tratamiento contable de los diferentes costos es el siguiente:

- Los costos incurridos en la adquisición de nuevas participaciones en áreas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, gastos jurídicos, etc.), se capitalizan cuando son incurridos en la cuenta "Inversiones de producción" asociadas con las reservas probadas o reservas no probadas, según sea el caso.
- Los costos de adquisición de participación en permisos de exploración por un ejercicio contable determinado se capitalizan a su precio de adquisición y se amortizan con cargo a resultados (sobre el período máximo del plazo del contrato que regula estos permisos), de conformidad con la política establecida en la sección "gastos de exploración". Si no se encuentran las reservas, los montos previamente capitalizados son reconocidas como un gasto en el estado de resultados integrales. Si los trabajos de exploración arrojan resultados positivos, dando lugar a la perforación de pozos comercialmente explotables, los costos se reclasifican como "Inversiones de producción" su valor en libros en el momento en que se determina que los pozos son "comercialmente explotables. Los pozos se clasifican como "comercialmente explotables" solo si se espera que generen un volumen de reservas que justifiquen su desarrollo comercial en función de las condiciones que prevalecen cuando los costos son reconocidos (por ejemplo, precios, costos, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.).

## Notas a los estados financieros (continuación)

Los costos de perforación que han dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados como "inversiones en perforación."

- Los gastos de desarrollo incurridos en la extracción de las reservas probadas y en el procesamiento y almacenamiento de petróleo (incluidos los gastos incurridos en la perforación de pozos productivos en fase de desarrollo, sistemas de recuperación mejorada, etc.) se reconocen como activos de "inversiones en producción y desarrollo". Al final de cada trabajo de perforación la Sucursal evalúa si los pozos fueron o no exitosos antes de su capitalización.
- El futuro abandono del campo y los costos de abandono (ambientales, de seguridad, etc.) son estimados campo por campo, y se capitalizan a su valor actual cuando se registran inicialmente en el estado de situación financiera, con un crédito a "Provisiones".

### *Amortización*

Las propiedades capitalizadas descritas anteriormente se amortizan de la siguiente forma:

- Las propiedades relacionadas con la adquisición de reservas probadas se amortizan durante la vida comercial estimada del campo en función al método de unidades de producción para el año en función a las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del ejercicio contable de amortización. Las inversiones amortizables comprenden las inversiones que fueron capitalizadas el año inmediato anterior. En el caso de los activos cuya vida útil es más corta que la vida del campo, se aplica el método de la línea recta.
- Las propiedades relacionadas a reservas no probadas o a campos en evaluación no se amortizan. Dichas reservas se evalúan por lo menos una vez al año o más frecuentemente si existe algún indicio de que se podrían haber deteriorado y, en caso de deterioro, la pérdida correspondiente se registra con cargo a la utilidad del año.
- El costo ocasionado por los trabajos de perforación y las propiedades correspondientes para desarrollar y extraer las reservas de petróleo se amortizan bajo el método de unidades de producción durante la vida comercial estimada del campo en función a la producción del año en proporción de las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del periodo de amortización.

Los cambios en las reservas estimadas son considerados en una base prospectiva en el cálculo de la amortización. Los valores residuales del activo, las vidas útiles y métodos de depreciación / amortización, se revisan para cada año sobre el que se informa y se ajustan de forma prospectiva según el caso.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### ii. Otras propiedades y equipos

Las otras propiedades y equipos se registran al costo histórico menos la depreciación. El costo histórico incluye los gastos directamente atribuibles a la adquisición de los artículos.

Los costos subsecuentes se incluyen en el valor en libros de los activos o son reconocidos como un activo separado, según corresponda, solo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados al activo fluyan a la Sucursal y el costo del activo pueda ser medido fiablemente. Todas las demás reparaciones y mantenimientos son cargados a los resultados durante el ejercicio económico en que se incurren.

La depreciación de otras propiedades y equipos se calcula utilizando el método de la línea recta para asignar su uso durante la vida útil estimada, de la siguiente manera:

Vehículos	5 años
Muebles y otros equipos	10 años
Equipos informáticos y de comunicaciones	5 - 3 años

Otras propiedades y equipos (principalmente vehículos, muebles, equipos de procesamiento de datos y otros equipos) no pueden ser vendidos, a menos que dicha venta haya sido expresamente autorizada por EP Petroecuador, y se entregarán a la compañía petrolera del Gobierno al vencimiento del contrato de prestación de servicios. Por esta razón, el valor residual de los activos se considerará igual a cero para los efectos de la aplicación de la política de depreciación antes mencionada.

La vida útil de los activos es revisada, y ajustada si es necesario, en cada fecha del balance.

El valor en libros de un activo se reduce inmediatamente a su valor recuperable si el valor en libros del activo es mayor que su valor recuperable estimado.

Las ganancias y pérdidas por enajenación se determinan comparando los ingresos con el valor en libros y son reconocidos en otros ingresos en el estado de resultados integrales.

### c) **Deterioro de activos no financieros**

En cada fecha de reporte, los activos que están sujetos a amortización, son revisados por deterioro cuando existen eventos o cambios en las circunstancias que indican que el valor en libros podría no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el valor en libros del activo, si este excede su importe recuperable. El valor en uso de las propiedades del petróleo se calcula inicialmente mediante la suma de los flujos de caja descontados que se esperan obtener como resultado de la

## Notas a los estados financieros (continuación)

utilización del activo. Para los efectos de evaluación del deterioro, los activos se agrupan en los niveles más bajos para los cuales existen flujos de caja identificables por separado (unidades generadoras de efectivo).

El importe recuperable es el mayor valor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos de caja futuros se descuentan a su valor actual utilizando una tasa de descuento que refleje el costo medio ponderado del capital calculado conforme al riesgo asociado al país en el que opera la Sucursal.

Si se estima que el valor recuperable de un activo (o una unidad generadora de efectivo) es inferior a su valor en libros, el valor en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su valor recuperable, y una pérdida por deterioro se reconoce como un gasto en "otros gastos" en el estado de resultados integrales.

La base para la depreciación o amortización futura debe tener en cuenta la reducción en el valor del activo como consecuencia de las pérdidas por deterioro acumuladas.

Cuando una pérdida por deterioro se revierte posteriormente, el valor en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su valor recuperable, para que el valor en libros incrementado no supere el valor en libros que se ha determinado en caso de que no se haya reconocido una pérdida por deterioro para el activo (o de la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. En caso de existir, la reversión de una pérdida por deterioro se reconoce en el estado de resultados integral.

Los activos no financieros que han sufrido deterioro se revisan para su posible reversión de deterioro en cada periodo sobre el que se informa.

### **d) Efectivo definido como colateral de garantías emitidas**

El efectivo en bancos definido como colateral de las garantías emitidas tienen un vencimiento de un año (renovable automáticamente), sin embargo, de acuerdo con la administración, dichos montos serán liquidados en el largo plazo en relación asuntos que estos se encuentran garantizando.

### **e) Inventarios**

Los inventarios de repuestos, insumos, productos químicos y otros se presentan al más bajo entre su costo y su valor neto realizable. El costo se determina usando el método del costo promedio ponderado. El valor neto realizable es el costo estimado de reposición en el giro normal del negocio.

El volumen de petróleo crudo en los inventarios de la Sucursal está valorado al costo de producción más reciente. El petróleo crudo en los inventarios de la Sucursal incluye el crudo mantenido en

## Notas a los estados financieros (continuación)

oleoductos y tanques de almacenamiento, así como el petróleo crudo vendido por la Sucursal por debajo de su participación con respecto al petróleo crudo producido (sublevante). Al 31 de diciembre de 2011, la liquidación final del contrato de participación se encuentra pendiente, por esta razón la Sucursal no ha podido recuperar dicha posición de crudo sublevantada, por lo que ha registrado una provisión de valuación en función del 100% de su costo neto de los impuestos sobre la producción que no han sido incurridos (Ver Nota 8).

### f) Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y posterior medición

#### i. Activos financieros

##### Reconocimiento y medición inicial-

Los activos financieros dentro del alcance de la NIC 39 *Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición* se clasifican como activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar, e inversiones mantenidas hasta su vencimiento. La Sucursal determina la clasificación de sus activos financieros en el reconocimiento inicial.

Todos los activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable.

A la fecha de los estados financieros, la Sucursal clasifica sus instrumentos financieros activos según las categorías definidas en la NIC 39 como: (i) préstamos y cuentas por cobrar.

Los aspectos más relevantes de cada categoría aplicables a la Sucursal se describen a continuación:

##### Medición posterior-

La medición posterior de los activos financieros depende de su clasificación de la siguiente forma:

##### *Préstamos y cuentas por cobrar*

Los préstamos y cuentas a cobrar son activos financieros con cobros fijos y determinables que no tienen cotización en el mercado activo. La Sucursal mantiene en esta categoría efectivo entregado como garantía, y cuentas por cobrar.

Las cuentas por cobrar son activos financieros no derivados cuyos cobros son fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo y que son distintos de los que la entidad tenga la intención de vender inmediatamente o en un futuro próximo, los que la entidad designe en el momento del reconocimiento inicial como disponible para la venta y los que podrían no permitir al tenedor la recuperación sustancial de toda su inversión inicial por circunstancias diferentes a su deterioro crediticio.

Después del reconocimiento inicial, estos activos financieros se miden al costo amortizado

## Notas a los estados financieros (continuación)

utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier provisión por desvalorización. El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición, y las comisiones o los costos que son una parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés efectiva se reconoce en el estado de resultados como ingreso financiero.

### **Baja en cuentas-**

Un activo financiero (o, de corresponder, parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja en cuentas cuando:

- Hayan expirado los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo generados por el activo;
- Se hayan transferido los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo generados por el activo, o se haya asumido una obligación de pagar a un tercero la totalidad de esos flujos de efectivo sin una demora significativa, a través de un acuerdo de transferencia, y;
- Se hayan transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo; o no se hayan ni transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, pero se haya transferido el control sobre el mismo.

### **Deterioro de los activos financieros-**

Al cierre de cada período sobre el que se informa, la Sucursal evalúa si existe alguna evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros se encuentran deteriorados en su valor. Un activo financiero o un grupo de activos financieros se consideran deteriorados en su valor solamente si existe evidencia objetiva de deterioro de ese valor como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial del activo (el "evento que causa la pérdida"), y ese evento que causa la pérdida tiene impacto sobre los flujos de efectivo futuros estimados generados por el activo financiero o el grupo de activos financieros, y ese impacto puede estimarse de manera fiable. La evidencia de un deterioro del valor podría incluir, entre otros, indicios tales como que los deudores o un grupo de deudores se encuentran con dificultades financieras significativas, el incumplimiento o mora en los pagos de la deuda por capital o intereses, la probabilidad de que se declaren en quiebra u adopten otra forma de reorganización financiera, o cuando datos observables indiquen que existe una disminución medible en los flujos de efectivo futuros estimados, así como cambios adversos en el estado de los pagos en mora, o en las condiciones económicas que se correlacionan con los incumplimientos.

### **Deterioro de activos financieros contabilizados al costo amortizado-**

Para los activos financieros contabilizados al costo amortizado, la Sucursal primero evalúa si existe evidencia objetiva de deterioro del valor, de manera individual para los activos financieros que son

## Notas a los estados financieros (continuación)

individualmente significativos, o de manera colectiva para los activos financieros que no son individualmente significativos. Si la Sucursal determina que no existe evidencia objetiva de deterioro del valor para un activo financiero evaluado de manera individual, independientemente de su significancia, incluye a ese activo en un grupo de activos financieros con características de riesgo de crédito similares, y los evalúa de manera colectiva para determinar si existe deterioro de su valor. Los activos que se evalúan de manera individual para determinar si existe deterioro de su valor, y para los cuales una pérdida por deterioro se reconoce o se sigue reconociendo, no son incluidos en la evaluación de deterioro del valor de manera colectiva. Si existe evidencia objetiva de que ha habido una pérdida por deterioro del valor, el importe de la pérdida se mide como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo las pérdidas de crédito futuras esperadas y que aún no se hayan producido). El valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados se descuenta a la tasa de interés efectiva original de los activos financieros. Si un préstamo devenga una tasa de interés variable, la tasa de descuento para medir cualquier pérdida por deterioro del valor es la tasa de interés efectiva actual.

El importe en libros del activo se reduce a través del uso de una cuenta de provisión y el importe de la pérdida se reconoce en el estado de resultados. Los intereses ganados se siguen devengando sobre el importe en libros reducido del activo, utilizando la tasa de interés utilizada para descontar los flujos de efectivo futuros a los fines de medir la pérdida por deterioro del valor. Los intereses ganados se registran como ingreso financiero en el estado de resultados. Los préstamos y la provisión correspondiente se dan de baja cuando no existen expectativas realistas de un recupero futuro y todas las garantías que sobre ellos pudieran existir se efectivizaron o transfirieron a la Sucursal. Si en un ejercicio posterior, el importe estimado de la pérdida por deterioro del valor aumenta o disminuye debido a un evento que ocurre después de haberse reconocido el deterioro, la pérdida por deterioro del valor reconocida anteriormente se aumenta o disminuye ajustando la cuenta de provisión. Si posteriormente se recupera una partida que fue imputada a pérdida, el recupero se acredita como costo financiero en el estado de resultados.

### **ii. Pasivos financieros**

#### **Reconocimiento y medición inicial-**

Los pasivos financieros cubiertos por la NIC 39 se clasifican como: pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por pagar, o como derivados designados como instrumentos de cobertura en una cobertura eficaz, según corresponda.

La Sucursal determina la clasificación de sus pasivos financieros al momento del reconocimiento inicial.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más los costos de

## Notas a los estados financieros (continuación)

transacción directamente atribuibles, excepto las cuentas por pagar contabilizadas al costo amortizado, o a su valor nominal para el caso de la cuenta por pagar a Casa Matriz.

A la fecha de los estados financieros, la Sucursal clasifica sus instrumentos financieros pasivos según las categorías definidas en la NIC 39 como: (i) pasivos por préstamos y cuentas por pagar.

### **Medición posterior-**

La medición de los pasivos financieros depende de su clasificación como se describe a continuación.

#### *Préstamos y cuentas por pagar*

La Sucursal mantiene en esta categoría las cuentas por pagar, cuentas por pagar a compañías relacionadas y Casa Matriz y los sobregiros bancarios. Después del reconocimiento inicial, los préstamos y las cuentas por pagar se miden al costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados cuando los pasivos se dan de baja, así como también a través del proceso de amortización, a través del método de la tasa de interés efectiva. El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las comisiones o los costos que sean una parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés efectiva se reconoce como costo financiero en el estado de resultados.

La cuenta por pagar que mantiene la Sucursal con su Casa Matriz corresponde a un pasivo financiero que no mantiene un plazo definido de liquidación ni devenga una tasa de interés, lo cual puede ser liquidado en cualquier momento, cuando la Casa Matriz así lo decida, por lo cual se encuentran medido al valor nominal.

### **Baja en cuentas-**

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en el correspondiente contrato se haya pagado o cancelado, o haya vencido.

Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal permuta o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, y la diferencia entre los importes en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### **Compensación de Instrumentos financieros-**

Los activos financieros y los pasivos financieros se compensan de manera que se informa el importe neto en el estado de situación financiera, solamente si existe un derecho actual legalmente exigible de compensar los importes reconocidos, y existe la intención de liquidarlos por el importe neto, o de realizar los activos y cancelar los pasivos en forma simultánea.

#### **g) Efectivo y equivalentes de efectivo**

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen el efectivo en caja, depósitos realizados en bancos, todos registrados en el estado de situación financiera a su valor nominal. Para fines del estado de flujo de efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo se presenta neto de los sobregiros bancarios presentados como pasivos corrientes en el estado de situación financiera.

#### **h) Provisiones**

Las provisiones se reconocen cuando la Sucursal tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Sucursal tenga que desembolsar recursos económicos para liquidar dicha obligación, y se pueda realizar una estimación fiable de la obligación.

El importe reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de reporte, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres relacionados con dicha obligación.

Cuando se mide una provisión utilizando los flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor en libros es el valor presente de dichos flujos de caja.

Cuando se espera recuperar de una tercera parte todos o algunos de los beneficios económicos que se requieren para liquidar una provisión, este derecho se reconoce como un activo si existe una seguridad importante de que se recibirá el reembolso y si la cantidad de la cuenta por cobrar podrá ser valorada de forma fiable.

#### *Pasivo de abandono*

La Sucursal reconoce un pasivo por abandono cuando existe una obligación presente legal o implícita como resultado de eventos pasados, y es probable que se requiera un desembolso de recursos para liquidar la obligación, y de esta forma se pueda realizar una estimación fiable del importe de la obligación.

La obligación generalmente surge cuando el activo está instalado o cuando la tierra/medio ambiente se altera en el sitio del campo. Cuando el pasivo se registra inicialmente, el valor presente de los costos estimados se capitaliza incrementando el valor en libros de las inversiones de producción en la medida en que se incurrieron para el desarrollo/construcción del campo.

## Notas a los estados financieros (continuación)

Los cambios en el cronograma estimado o los costos estimados de abandono se tratan de forma prospectiva mediante el registro de un ajuste a la provisión, y el ajuste correspondiente a la propiedad, planta y equipo.

Cualquier reducción en el pasivo de abandono y consecuentemente cualquier deducción de los activos a los que se refieren, no podrá superar el valor en libros de dichos activos. Si lo hace, cualquier exceso sobre el valor en libros se registra inmediatamente a resultados.

Si el cambio en la estimación produce un incremento en el pasivo de abandono y, por tanto, una adición al valor en libros del activo, la Sucursal considerará si es un indicio de deterioro del activo como un todo, y si es así, analizará su deterioro conforme a la NIC 36. Si, en los campos con mayor antigüedad, la inversión de producción revisada, neta de las provisiones de abandono, excede el valor recuperable, aquella parte del incremento se registra directamente a los gastos.

Con el tiempo, el pasivo descontado se incrementa debido al cambio en el valor actual, en función de la tasa de descuento que refleja las evaluaciones actuales del mercado y los riesgos específicos del pasivo. La reversión periódica del descuento se reconocerá en el resultado del ejercicio como un gasto financiero.

### **i) Pasivos contingentes y activos contingentes**

Los pasivos contingentes no son reconocidos (excepto aquellos mencionados en la política de provisiones) y son evaluados de forma continua para determinar si habrá una probable salida de recursos económicos en la cual se reconocerá una provisión en el estado de situación en el período en el que se produce el cambio en la probabilidad. Se revelan todos los pasivos contingentes a menos que la posibilidad de una salida de recursos que incorpore beneficios económicos, sea remota.

Los activos contingentes no se registran y se evalúan continuamente para asegurar que la evolución se refleja de manera adecuada en los estados financieros. Si es prácticamente seguro que surja una entrada de beneficios económicos, los activos y los ingresos relacionados se consignan en los estados financieros en el ejercicio en el que se produce el cambio. Se revelan los activos contingentes cuando una entrada de beneficios económicos es probable.

### **j) Actividades de cobertura**

La Sucursal no mantiene ninguna actividad de cobertura.

### **k) Participación en una operación conjunta**

Un acuerdo de operación conjunta es un contrato mediante el cual la Sucursal y otras partes emprenden una actividad económica que se somete a control conjunto, que es cuando las decisiones

## Notas a los estados financieros (continuación)

sobre políticas financieras y operativas estratégicas relacionadas con actividades de operaciones conjuntas requieren el consentimiento unánime de las partes que las controlan.

Cuando una entidad desarrolla sus actividades en virtud de acuerdos de operaciones conjuntas directamente, la participación de la Sucursal en los activos controlados de forma conjunta y cualquier pasivo incurrido en conjunto con otras empresas se deben reconocer en los estados financieros de la entidad correspondiente, y clasificados conforme a su naturaleza. Los pasivos y gastos incurridos directamente en relación con la participación en los activos controlados, son registrados sobre la base del devengado. Los ingresos por la venta o uso de la participación de la Sucursal en la producción de los activos controlados de forma conjunta, y su participación en los gastos controlados de forma conjunta, son reconocidos cuando es probable que los beneficios económicos asociados con las transacciones fluyan hacia / desde la Sucursal y su valor se puede medir de forma fiable.

La participación de la Sucursal de los activos, pasivos, ingresos y gastos de las entidades controladas de forma conjunta se combina con los ítems equivalentes en los estados financieros sobre una base de línea por línea.

Cuando la Sucursal realiza transacciones con sus entidades controladas de forma conjunta, se eliminan las ganancias y pérdidas no realizadas en el porcentaje de participación de la Sucursal en la operación conjunta.

Al 31 de diciembre de 2011 la Sucursal mantiene, a través de su oficina constituida en el Ecuador, dos Contratos de Prestación de servicios para la exploración y producción de petróleo crudo en la Amazonía ecuatoriana con EP Petroecuador. Estos contratos cubren las siguientes propiedades:

Bloque 14 en el cual la Sucursal mantiene el 100% de participación, bajo un contrato firmado con EP Petroecuador, cuya vigencia es hasta el 21 de julio de 2018.

Bloque 17 en el cual la Sucursal mantiene el 70% de participación, operado conjuntamente con Overseas Petroleum and Investment Corporation quien posee el restante 30% de participación, bajo un contrato firmado con EP Petroecuador, cuya vigencia es hasta el 23 de diciembre de 2018.

La participación de la Sucursal en los activos y pasivos controlados de forma conjunta del Contrato de Prestación de Servicios del Bloque 17 fue contabilizada mediante una consolidación proporcional en relación con su participación (70%) (Ver Nota 23).

### **l) Reconocimiento de ingresos**

Los ingresos comprenden el valor razonable de la contraprestación recibida o a recibir por la venta de petróleo crudo y de los servicios prestados en el giro normal de las actividades de la Sucursal. Los

## Notas a los estados financieros (continuación)

ingresos ordinarios se presentan netos del impuesto al valor agregado, devoluciones, rebajas y descuentos, después de eliminar las ventas dentro de la Sucursal, y hasta el año 2010 después de descontar los impuestos sobre la producción.

*i. Ventas de petróleo crudo (aplicable para el año terminado al 31 de diciembre de 2010)*

Los ingresos asociados con las ventas del petróleo crudo (netos de las regalías del Gobierno retenidas por EP Petroecuador en el punto de fiscalización y de los impuestos sobre la producción) se reconocen cuando el título pasa de la Sucursal a sus clientes y en ese momento los riesgos y beneficios de la propiedad del petróleo crudo se transfieren al cliente. Una compensación por cobrar o por pagar también se registra sobre la base contable del devengado por el diferencial de calidad entre el petróleo crudo producido y entregado a las entidades de transporte de petróleo (EP Petroecuador en el caso de los Bloques 14 y 17) y el que se entrega a los clientes en el puerto de exportación; dicha compensación por cobrar / pagar es el resultado de diferencias en el grado API del petróleo producido por la Sucursal y las obtenidas en el puerto de exportación debido a la mezcla de petróleo crudo de diferentes grados API ingresados al oleoducto por las diferentes compañías que usan el mismo oleoducto. Por otro lado, el petróleo crudo vendido por la Sucursal por debajo o por encima de su participación está reflejado en los resultados relacionados con el crudo en sublevantes o sobrelevantes de la producción. Los sublevantes se registran como inventario al costo y los sobrelevantes se registran como ingresos diferidos en el valor de mercado.

*ii. Tarifa de servicio (aplicable para el año terminado al 31 de diciembre de 2011)*

Conforme al nuevo contrato de prestación de servicios vigente desde el 1 de enero de 2011, la tarifa de servicio será pagada por el Gobierno en especie o en efectivo a cada uno de los bloques. Para el reconocimiento de los ingresos, la Sucursal reconoce el ingreso relacionado a la tarifa acordada para cada bloque en forma mensual conforme a los volúmenes de producción fiscalizados de petróleo.

**m) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera**

*i. Moneda funcional y de información*

Los rubros incluidos en los estados financieros se valoran con la moneda del entorno económico principal en que opera la Sucursal ("la moneda funcional"). Los estados financieros se presentan en dólares estadounidenses, la cual es la moneda funcional de reporte.

El dólar de los Estados Unidos fue adoptado por el Ecuador como su moneda oficial en marzo del año 2000, momento en el cual se suspendió la utilización de su moneda local (Sucre ecuatoriano). El dólar de los Estados Unidos se ha utilizado desde esa fecha para todas las transacciones realizadas en el país y los registros contables se realizan en dicha moneda. La

## Notas a los estados financieros (continuación)

economía ecuatoriana depende de la capacidad del país para obtener un flujo permanente de dólares de los EE.UU. para permitir la continuación del esquema monetario actual.

### ii. Transacciones y balances

Las transacciones realizadas en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando las tasas de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las diferencias en cambio y las pérdidas resultantes de la liquidación de dichas operaciones y de la conversión a la tasa de cambio al final del año de activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son reconocidos en el estado de resultados integrales, excepto cuando se encuentran diferidas en el patrimonio calificadas como coberturas de flujo de efectivo y calificadas como coberturas de inversiones netas.

#### n) **Costos de producción y transporte**

Los costos pagados por la producción, venta y transporte de petróleo crudo son reconocidos cuando los productos son entregados y los servicios provistos.

#### o) **Beneficios a los empleados**

##### Participación a trabajadores

La Sucursal reconoce como pasivo y gasto la participación laboral a pagar a los empleados, la cual se calcula a una tasa legal del 15% sobre la utilidad gravable determinada de acuerdo con las normas tributarias del Ecuador a las subsidiarias que operan contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. Conforme a la Reforma a la Ley de Hidrocarburos que entró en vigencia el 1 de julio de 2010, solo el 3% de dicha participación se pagará a los empleados, y el 12% restante será transferido al Estado para su posterior inversión en las comunidades donde opera el contrato de exploración y explotación, en este sentido la administración ha considerado dicha contribución como otros impuestos, conforme a la NIC 37 (Notas 16 y 19).

La Sucursal y Andes Petroleum Ecuador Ltd.- Sucursal Ecuador (compañía relacionada), por conveniencia logística, comparten infraestructura física y administrativa por medio de los trabajadores de Andes Petroleum Ecuador Ltd.- Sucursal Ecuador. Por tal motivo, al 31 de diciembre de 2011 y 2010 la entidad efectuó la unificación de sus utilidades con las de Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos publicada en el Suplemento del Registro Oficial No 244 del 27 de julio de 2010 se determina que los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera recibirán el 3% del porcentaje de utilidades y el 12% restante será pagado al Estado.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### p) Impuestos

#### i. Impuestos sobre la producción

Corresponde al costo pagado por la Sucursal al gobierno ecuatoriano, de acuerdo con los Contratos de Participación que estuvieron vigentes hasta el 31 diciembre de 2010 y representa un porcentaje de los ingresos basados en los precios negociados sobre el precio de referencia. Este costo era reconocido cuando el producto era vendido, y se descontaba de las ventas de petróleo crudo. Este impuesto no es aplicable para los Contratos de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos vigente desde el 1 de enero 2011.

#### ii. Impuesto a la renta corriente

El impuesto a la renta corriente por pagar se calcula sobre la utilidad gravable del año. La utilidad gravable difiere de la utilidad revelada en el estado de resultados debido a que excluye rubros de ingreso o gasto que son impositivos o deducibles en otros años o que nunca serán impositivos o deducibles. El pasivo de la Sucursal por impuesto a la renta corriente es calculado usando una tasa impositiva aprobada a la fecha de cierre del período sobre el que se informa.

#### iii. Impuesto a la renta diferido

El impuesto a la renta diferido se reconoce en las diferencias entre los valores en libros de los activos y los pasivos en los estados financieros y las bases impositivas correspondientes utilizadas en el cálculo de la utilidad tributaria, y se contabilizan utilizando el método del pasivo. Los pasivos diferidos de impuesto a la renta se reconocen generalmente para todas las diferencias temporales impositivas, y los activos diferidos de impuesto a la renta son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporales deducibles, en la medida en que es probable que los beneficios impositivos estén disponibles contra los cuales las diferencias temporales deducibles pueden ser utilizadas. Dichos activos y pasivos no se reconocen si la diferencia temporal surge de la plusvalía o del reconocimiento inicial (salvo en una combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una transacción que no afecta ni a la base impositiva ni a la utilidad contable.

Los pasivos diferidos de impuesto a la renta son reconocidos para las diferencias temporales impositivas asociadas con intereses en compañías conjuntas, salvo en las que la Sucursal puede controlar la reversión de la diferencia temporal y es probable que la diferencia temporal no sea revertida en el futuro previsible.

Los activos diferidos de impuesto a la renta derivados de las diferencias temporales deducibles asociadas con dichas inversiones y participaciones solo se reconocen en la medida en que es probable que existan suficientes utilidades gravables para utilizar los beneficios de las diferencias temporales y cuando se espera que se reviertan en el futuro previsible.

## Notas a los estados financieros (continuación)

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de balance y se reducen en la medida en que ya no es probable que haya suficientes utilidades gravables disponibles para permitir que la totalidad o parte del activo sea recuperado.

Los activos por impuestos diferidos se valoran con las tasas impositivas que se esperan aplicar en el ejercicio contable en que se liquide la obligación o se realice el activo, en función de las tasas impositivas (y leyes tributarias) que han sido promulgadas o sustancialmente promulgadas hasta la fecha de la declaración. La valuación de los pasivos y activos de impuestos diferidos reflejan las consecuencias tributarias que se derivarían de la forma en que la Sucursal espera, a la fecha de reporte, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan cuando existe un derecho obligatorio de compensarlos y cuando se refieren a los impuestos a la renta recaudados por la misma autoridad tributaria y la Sucursal tiene la intención de liquidar sus activos y pasivos actuales sobre una base neta.

### *Impuesto a la renta corriente y diferido del periodo*

Los impuestos a la renta corriente y diferido son reconocidos como un gasto o ingreso en el estado de resultados integrales, excepto cuando se relacionan con rubros que debitan o acreditan directamente al patrimonio, en cuyo caso el impuesto es también reconocido directamente en el patrimonio, o cuando se derivan del reconocimiento inicial del registro de una combinación de negocios. En el caso de una combinación de negocios, el efecto impositivo se toma en cuenta en el cálculo de la plusvalía o en la determinación del exceso de la participación del adquirente en el valor razonable de los activos identificables adquiridos, pasivos y pasivos contingentes sobre el costo de la combinación de negocios.

## **2.3 Cambios en las políticas contables y revelaciones**

### *Normas e interpretaciones nuevas y modificadas*

Las políticas contables adoptadas son consistentes con aquellas aplicadas en el ejercicio anterior, a excepción de las siguientes normas e interpretaciones nuevas y enmendadas efectivas a partir del 1 de enero de 2011:

- NIC 24 Revelación de partes relacionadas (enmienda) vigente a partir del 1 de enero de 2011
- CINIIF 14 Prepagos de un fondo mínimo requerido (enmienda) vigente a partir del 1 de enero de 2011
- Mejoras a las NIIF (mayo 2010):
  - NIIF 3 Combinaciones de negocios – opciones de medición disponibles para la participación no controladora (NCI) vigente desde el 01 de julio de 2010
  - NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones - garantías y revelaciones cualitativas

## Notas a los estados financieros (continuación)

### - NIC 1 Presentación de estados financieros - análisis de otros resultados integrales

El impacto de la implementación de estas normas o interpretaciones se describe a continuación

#### NIC 24 Revelación de partes relacionadas (Enmienda)

El IASB ha emitido una enmienda a la NIC 24, que aclara la identificación de relaciones entre partes relacionadas, particularmente en relación a la influencia significativa o control conjunto. Las nuevas definiciones enfatizan una visión simétrica en las relaciones con partes relacionadas, así como también aclaran las circunstancias en que las personas y el personal clave de la gerencia afectan a las relaciones de las partes relacionadas de una entidad. La aprobación de la enmienda no tiene ningún impacto actual en la situación financiera, operaciones, o revelaciones de la Sucursal, debido a que toda la información requerida está siendo debidamente obtenida y revelada. Es relevante para la aplicación de la política contable de la Sucursal en la identificación de relaciones futuras potenciales con partes relacionadas.

#### CINIIF 14 Prepagos de un fondo mínimo requerido (Enmienda)

La enmienda suprime una consecuencia no intencionada cuando una entidad está sujeta a requisitos mínimos de financiamiento (MFR) y hace un pronto pago de las contribuciones para cubrir dichos requerimientos. La enmienda permite el pago por adelantado del costo del servicio futuro de la entidad para ser reconocido como un activo de pensión.

La Sucursal no está sujeta a requisitos mínimos de financiamiento en el país, por lo que la enmienda sobre la interpretación no tuvo ningún efecto sobre la posición financiera, operaciones, la política contables actuales utilizadas o en otras revelaciones efectuadas por la Sucursal.

#### Mejoras a las NIIF (emitido en mayo de 2010)

En mayo de 2010, el IASB publicó la tercera parte de las modificaciones de las normas, sobre todo con el fin de eliminar las inconsistencias y aclarar la redacción. Hay distintas disposiciones transitorias para cada enmienda. La adopción de las siguientes modificaciones dio lugar a cambios en las políticas contables establecidas de la Sucursal, pero no tienen ningún impacto sobre la posición financiera o resultados de sus operaciones en la aplicación inicial.

NIIF 3 Combinaciones de negocios - Medición de los intereses no controlados (NCI): Se han modificado las opciones disponibles para la medición de intereses no controlados. Solo los componentes del NCI, que constituyen una participación de propiedad actual que da derecho a su titular a una parte proporcional de los activos netos de la entidad en caso de liquidación, se medirá ya sea en: (a) El valor razonable o (b) la participación de los instrumentos de propiedad actuales de proporción de los activos netos identificables adquiridos.

## Notas a los estados financieros (continuación)

Todos los otros componentes del NCI se van a medir conforme a la fecha de adquisición a su valor razonable, a menos que otra NIIF requiere otra base de medición, por ejemplo, la NIIF 2.

Esta modificación no tiene impacto en los estados financieros debido a que la Sucursal no tiene intereses no controlados que reportar.

NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones: La enmienda tiene por objeto simplificar las revelaciones requeridas, reduciendo el volumen de las declaraciones en torno a garantías reales y la mejora de las revelaciones de la información cualitativa que se requiere para poner la información cuantitativa dentro de su contexto.

NIC 1 Presentación de estados financieros: La enmienda aclara que la entidad tiene la opción de presentar un análisis de otros resultados integrales por rubro, para cada componente del patrimonio, ya sea en el estado de cambios en el patrimonio o en las notas a los estados financieros. Esta situación no tiene un impacto en la entidad, ya que no existen ajustes que constituyan otros resultados integrales.

### 2.4 Normas internacionales emitidas aún no vigentes

Se enumeran a continuación las normas emitidas pero no efectivas, hasta la fecha de emisión de los estados financieros de la Sucursal. Este listado de normas e interpretaciones emitidas son las que la Sucursal prevé que tendrán un impacto sobre las revelaciones, la situación financiera y/o el desempeño financiero, cuando se apliquen en una fecha futura. La Sucursal tiene la intención de adoptar dichas normas (en caso) cuando estas entren en vigencia.

#### NIC 1 Presentación de Estados Financieros - Presentación de rubros de otros resultados integrales

Las modificaciones a la NIC 1 cambian la agrupación de los elementos presentados en otros resultados integrales. Los rubros que podrían ser reclasificados (o reciclados) a la utilidad o pérdida en un momento en el futuro (por ejemplo, hasta la cancelación o liquidación) se presentarían por separado de los rubros que no serán reclasificados. La modificación afecta sólo la presentación y por lo tanto no tendrá ningún impacto sobre la posición financiera o el rendimiento de la Sucursal. La enmienda entrará en vigencia para ejercicios económicos que comiencen a partir del 1 de julio de 2012.

#### NIC 12 Impuestos a las ganancias — Recuperación de activos subyacentes

La modificación aclaró la forma de determinación del impuesto diferido en el caso de las propiedades de inversión medidas por su valor razonable. La modificación introduce una presunción, que admite prueba en contrario, según la cual el impuesto diferido sobre las propiedades de inversión medidas según el modelo de valor razonable de la NIC 40, debería determinarse en función de que el importe en libros del activo se recuperará a través de la venta. Asimismo, la modificación introduce el requerimiento de que el impuesto diferido sobre los activos no depreciables que se miden según el modelo de revaluación de la NIC 16, se calcule siempre bajo la presunción de la venta del activo. La modificación tiene vigencia para los períodos

## Notas a los estados financieros (continuación)

anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2012.

### NIC 19 Beneficios a empleados

El IASB ha emitido numerosas actualizaciones a la NIC 19. Estos van desde cambios fundamentales como la eliminación del mecanismo de corredor y el concepto de rentabilidad esperada de los activos del plan, a cambios simples de redacción. Esta enmienda será efectiva para los reportes anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2013.

### NIC 27 Estados financieros separados (revisada en 2011)

Como consecuencia de la nueva NIIF 10 y la NIIF 12 (ver a continuación), lo que queda en la NIC 27 se limita a la contabilización para subsidiarias, los acuerdos de operación conjunta, y asociadas en los estados financieros individuales. PetroOriental S.A. - Sucursal Ecuador revisará esta norma y la aplicará a partir del año 2013.

La enmienda entrará en vigencia para ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2013, sin embargo, la adopción anticipada es permitida.

### NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (revisada en 2011)

Como consecuencia de la nueva NIIF 11 y la NIIF 12 (ver a continuación), la NIC 28 ha pasado a denominarse: NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios conjuntos, y describe la aplicación del método patrimonial para las inversiones en negocios conjuntos, además de las asociadas. En relación con esto, las modificaciones entran en vigencia para el ejercicio que comiencen a partir del 1 de enero de 2013, sin embargo, la adopción anticipada es permitida.

### NIIF 7 Instrumentos financieros: Información a revelar — Transferencias de activos financieros

La modificación requiere revelaciones adicionales sobre los activos financieros transferidos pero no dados de baja en cuentas, a fin de que el usuario de los estados financieros comprenda la relación entre esos activos financieros que no han sido dados de baja en cuentas y los pasivos financieros asociados a ellos.

La modificación también requiere revelar información acerca de la implicación continuada de la entidad en los activos financieros no dados de baja en cuentas, para permitir que el usuario evalúe la naturaleza de esa implicación continuada y los riesgos asociados a la misma. La modificación tiene vigencia para los períodos anuales que se inicien a partir del 1 de julio de 2011. Esta modificación afecta únicamente la información a revelar y no tiene efecto sobre la situación financiera ni sobre el rendimiento financiero de la Sucursal.

### NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y medición

La NIIF 9 refleja la primera fase del trabajo de la IASB sobre la sustitución de la NIC 39 y se aplica a la clasificación y valoración de los activos y pasivos financieros tal como se define en la NIC 39.

## Notas a los estados financieros (continuación)

La norma actualmente se encuentra vigente para ejercicios contables anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Sin embargo, hay una propuesta para ajustar la fecha de vigencia obligatoria al 1 de enero de 2015.

En fases posteriores, el IASB direccionará la contabilidad de coberturas y el deterioro de activos financieros. La implementación de la primera fase de la NIIF 9 no tendrá efecto alguno sobre la clasificación y valoración de los activos financieros y los pasivos financieros de la Sucursal.

### NIIF 10 Estados financieros consolidados

La NIIF 10 reemplaza a la porción de la NIC 27 respecto a la Consolidación y Separación de Estados Financieros que trata de la consolidación de los estados financieros y de la SIC 12 de consolidación de entidades de propósito especial. NIIF 10 establece un modelo de control simple a aplicar a todas las entidades incluidas las de propósito especial. Los cambios introducidos por la NIIF 10 requieren que la gerencia tenga un alto juicio para determinar las entidades controladas y por esta razón que sea requerida para ser consolidada como parte del grupo (o matriz) en comparación con los requerimientos actuales de la NIC 27. Esta enmienda será efectiva para los reportes anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2013.

### NIIF 11 Negocios conjuntos

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 11 Negocios Conjuntos.

La NIIF 11 establece los principios para la contabilización de los participantes en un negocio conjunto. La NIIF 11 sustituye a la NIC 31 Participaciones en Negocios Conjuntos y la SIC-13 Entidades controladas en forma conjunta - aportaciones no monetarias de los participantes.

La Sucursal ha analizado esta nueva norma y ha concluido que no habrá un impacto de la implementación de la misma sobre su posición financiera, resultados de operaciones, revelaciones y las políticas de contabilidad establecidas. Además, se ha evaluado en detalle el acuerdo conjunto para el Bloque 17 y se concluye que se ejecuta bajo un acuerdo de operación conjunta y en base a esto, no tuvieron que hacer un cambio en su método de consolidación (método de consolidación proporcional). La implementación de esta normativa se aplicará en 2013.

### NIIF 12 Revelaciones en intereses en otras entidades

NIIF 12 incluye todas las revelaciones que anteriormente estaban tratadas en la NIC 27 en relación con la consolidación de estados financieros así como todas las revelaciones que anteriormente eran requeridas por la NIC 31 y la NIC 28 de Inversiones en Asociadas. Estas revelaciones se relacionan con el interés en las subsidiarias de una entidad, acuerdos de negocios conjuntos, asociadas y estructuración de entidades.

## Notas a los estados financieros (continuación)

Esta enmienda será efectiva para los reportes anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2013.

### NIIF 13 Medición del valor razonable

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 13 Medición del Valor Razonable. La NIIF 13 define un valor razonable, y establece en una NIIF un marco para la medición del valor razonable y el requisito para declaraciones sobre las mediciones de un valor razonable. La NIIF 13 se aplica cuando otras NIIF requieren o permiten mediciones de un valor razonable. No introduce ningún requisito nuevo para medir un activo o un pasivo a un valor razonable, o para cambiar lo que se mide a un valor razonable en las NIIF ni tampoco la forma de presentar los cambios en el valor razonable. Los nuevos requisitos entran en vigencia para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2013, permitiéndose la aplicación temprana de los mismos.

La Sucursal evaluará el impacto de la adopción de esta nueva norma sobre su posición financiera, operaciones, revelaciones y las políticas de contabilidad establecidas, sin embargo, no lo adoptarán de manera anticipada.

### **3. PRIMERA APLICACIÓN DE NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA – NIIF**

Estos estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 son los primeros estados financieros que la Sucursal ha preparado de acuerdo con las NIIF. Para los períodos anteriores y hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, la Sucursal preparó sus estados financieros de acuerdo con los principios y prácticas contables generalmente aceptadas en Ecuador (PCGA Ecuador).

Por lo tanto, la Sucursal ha preparado estados financieros que cumplen con las NIIF vigentes para los períodos finalizados al 31 de diciembre de 2011 y con posterioridad, junto con la información comparativa correspondiente al 31 de diciembre de 2010 y por el ejercicio finalizado en esa fecha, según se describe en la Nota 2 (Bases de preparación). Como parte de la preparación de estos estados financieros, el estado de situación financiera de apertura fue preparado al 1 de enero de 2010.

Esta nota explica los principales ajustes realizados por la Sucursal para reexpresar el estado de situación financiera al 1 de enero de 2010 y los estados financieros anteriormente publicados al 31 de diciembre de 2010, y por el ejercicio finalizado en esa fecha, todos ellos preparados de acuerdo con los PCGA Ecuador.

#### **• Exenciones aplicadas**

La NIIF 1 le permite a las entidades que adoptan las NIIF por primera vez optar por determinadas exenciones al principio de aplicación retroactiva establecido en ciertas NIIF.

## Notas a los estados financieros (continuación)

En este sentido, la Sucursal ha aplicado las siguientes exenciones previstas en la NIIF 1:

La Sucursal ha adoptado las NIIF con posterioridad a su Casa Matriz, por lo cual adoptó en sus estados financieros los valores en libros incluidos en los estados financieros consolidados de la Casa Matriz.

- **Estimaciones**

Las estimaciones realizadas al 1 de enero y al 31 de diciembre de 2010 son coherentes con las estimaciones realizadas para las mismas fechas según los PCGA Ecuador (luego de los ajustes realizados para reflejar cualquier cambio en las políticas contables), salvo para las siguientes partidas en las que la aplicación de los PCGA locales no requirió una estimación:

- i. Provisión por contingencias tributarias
- ii. Impuestos diferidos

Las estimaciones realizadas por la Sucursal para determinar estos importes según las NIIF reflejan las condiciones existentes al 1 de enero de 2010, la fecha de transición a las NIIF, y al 31 de diciembre de 2010.

Como parte del proceso de adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF en el Ecuador, el 1 de enero de 2010, en cumplimiento con lo dispuesto por la Superintendencia de Compañías, según Resolución No. 08.G.DSC.010 publicada el 31 de diciembre de 2008, ha requerido a las Compañías que tengan un activo total mayor a 4,000,000 al 31 de diciembre de 2007 adopten las NIIF a partir del 1 de enero de 2011.

A fin de cumplir con la legislación ecuatoriana, la Sucursal ha adoptado las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF al 1 de enero de 2011. Las normas son aplicadas retrospectivamente en la fecha de transición y se registran todos los ajustes a los activos y pasivos mantenidos bajo los principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en el Ecuador contra el rubro "ajustes de primera adopción", en el patrimonio.

Hasta el año terminado el 31 de diciembre de 2010, la Sucursal preparó sus estados financieros de acuerdo con los principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en el Ecuador. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2011, son los primeros estados financieros que la Sucursal ha preparado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF. En la preparación de estos estados financieros bajo NIIF, la Sucursal ha considerado como fecha de transición el 1 de enero de 2010 y en consecuencia, ha ajustado la información de dicho año de acuerdo con las NIIF.

Las notas explicativas brindan una descripción detallada de las principales diferencias entre los principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en el Ecuador y las Normas Internacionales de Información

## Notas a los estados financieros (continuación)

Financiera - NIIF aplicadas por la Sucursal y el impacto sobre la inversión de la Casa Matriz al 31 diciembre de 2010 y 1 de enero de 2010, y sobre la utilidad neta al 31 de diciembre de 2010 (Ver Nota 3). Asimismo, como parte del proceso de adopción de NIIF la Sucursal identificó algunas reclasificaciones que no se originan de una diferencia entre ambas normativas, por lo que se presentan como reclasificaciones y son explicadas como parte de las notas antes mencionadas.

### 3.1 Reconciliación del estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz-

La reconciliación entre el estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz según principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador y NIIF, al 1 de enero y 31 de diciembre de 2010 se detalla a continuación:

	Notas	Al 31 de diciembre de 2010	Al 1 de enero de 2010
<b>Total inversión de la Casa Matriz según PCGA - Ecuador</b>		<b>111,873,263</b>	<b>64,180,362</b>
<b>Adopciones:</b>			
Inversiones de producción y desarrollo	3.4 (a)	(44,728,411)	(44,498,898)
Impuestos diferidos	3.4 (b)	16,542,931	15,559,714
Inventario de capital	3.4 (c)	(4,091,565)	(5,696,480)
Reconocimiento de sublevante como inventario	3.4 (d)	3,834,000	1,042,061
Reverso de cuentas por cobrar por sublevante	3.4 (d)	(9,308,658)	(3,322,115)
Provisiones	3.4 (e)	(1,316,728)	(1,257,451)
Otros		(54,626)	271
		<u>(39,123,057)</u>	<u>(38,172,898)</u>
<b>Total inversión de la Casa Matriz según NIIF</b>		<b>72,750,206</b>	<b>26,007,464</b>

### 3.2 Reconciliación de la utilidad neta según PCGA – Ecuador con el resultado integral bajo NIIF-

La reconciliación de la utilidad bajo principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en el Ecuador y las NIIF al 31 de diciembre de 2010 se presenta a continuación:

## Notas a los estados financieros (continuación)

	Notas	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010  Aumento (disminución) en la utilidad
<b>Adopciones:</b>		
<b>Utilidad neta según PCGA – Ecuador</b>		<b>47,692,901</b>
Inversiones de producción	3.4 (a)	(229,513)
Impuestos diferidos	3.4 (b)	983,217
Inventario de capital	3.4 (c)	1,604,915
Valuación de sublevante como inventario	3.4 (d)	2,791,939
Reverso de cuentas por cobrar por sublevante	3.4 (d)	(5,986,543)
Provisiones de largo plazo	3.4 (e)	(59,277)
Otros		(54,897)
<b>Resultado Integral del año, neto de impuestos</b>		<b>46,742,742</b>

### 3.3 Reconciliación del estado de flujos de efectivo

La transición a las NIIF no tuvo efecto significativo en la presentación del estado de flujos de efectivo.

### 3.4 Ajustes por diferencias entre los principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en Ecuador y las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF:

#### a) Inversiones de producción y desarrollo-

Los principales ajustes registrados con afectación a las inversiones de producción y desarrollo se resumen como sigue:

		Estado de Situación Financiera		Estado de resultados Integrales
		Al 31 de diciembre de 2010	Al 1 de enero de 2010	Al 31 de diciembre de 2010
Amortización de inversiones	(i)	(37,965,223)	(39,866,311)	1,901,088
Gastos capitalizados	(ii)	(10,413,698)	(10,115,326)	(298,372)
Valor razonable de inversiones	(iii)	4,299,976	4,299,976	-
Inventario capitalizado	(iv)	(649,466)	1,182,763	(1,832,229)
<b>Total patrimonio según NIIF</b>		<b>(44,728,411)</b>	<b>(44,498,898)</b>	<b>(229,513)</b>

## Notas a los estados financieros (continuación)

- (i) Según PCGA anteriores la Sucursal registraba la amortización de inversiones aplicando las reservas probadas certificadas por la ARCH, de acuerdo con NIIF la amortización es calculada aplicando las reservas probadas desarrolladas certificadas por un experto independiente. Por otro lado existían diferencias en la inversión no amortizada como son gastos capitalizados, valor razonable de inversiones, inventario capitalizado que se mencionan en los párrafos siguientes. Esta diferencia originó un incremento de la amortización acumulada en 39,866,311 al 01 de enero de 2010 y por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 un decremento en 1,901,088.
  - (ii) De acuerdo con PCGA anteriores la Sucursal registraba como inversión de producción y desarrollo ciertos gastos generales sin embargo de acuerdo con NIIF dichos gastos deben ser registrados directamente en resultados del ejercicio en que se incurren. Este asunto originó al 1 de enero de 2010 un ajuste de disminución de inversiones de producción y desarrollo por 10,115,326 y por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 por 298,372.
  - (iii) Como resultado de la adquisición realizada a Repsol YPF correspondiente al 25% de la participación en el bloque 14 se registró un incremento bajo NIIF correspondiente al valor razonable de las inversiones en producción y desarrollo adquiridas. Dicho ajuste de valor razonable no se lo contabilizó en PCGA anteriores.
  - (iv) De acuerdo con PCGA anteriores el inventario de repuestos se lo trataba únicamente como inventario, sin embargo de acuerdo a NIIF dichos repuestos constituyen un stock de seguridad que se encuentra vinculado a las inversiones de producción y desarrollo. Este efecto originó un incremento de las inversiones por reconocimiento de un inventario de capital, neto de amortización de 1,182,763 (5,696,480 costo y 4,513,717 amortización) al 01 de enero de 2010 y disminución de las inversiones por 1,832,229 ((1,604,915) costo y 227,314 amortización) por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.
- b) Impuestos diferidos**
- Según PCGA Ecuador, no se reconoce los impuestos diferidos que según NIC 12 si debe contabilizarse. La Sucursal reconoce los impuestos diferidos originados por los ajustes de primera adopción y que crean diferencias temporarias entre las bases financieras y las bases tributarias. Como resultado de esta adopción se reconoció un activo por impuesto diferido por 15,559,714 al 1 de enero de 2010 y por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 un activo por ingreso por impuesto diferido de 983,217.
- c) Inventario de capital**
- De acuerdo con PCGA anteriores el inventario de repuestos se lo trataba únicamente como inventario, sin embargo de acuerdo a NIIF dichos repuestos constituyen un stock de seguridad que se encuentra vinculado a las inversiones de producción y desarrollo. Este efecto originó un decremento de

## Notas a los estados financieros (continuación)

inventarios por 5,696,480 al 01 de enero de 2010 y un incremento en inventarios por 1,604,915 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.

### d) Sublevante de crudo

Según PCGA locales el sublevante generado por la diferencia entre los barriles de crudo producidos y exportados, se reconoce como un ingreso, mientras que según normas internacionales el sublevante de crudo es registrado como inventario, sin reconocer un ingreso por ello. Como resultado de la variación entre PCGA locales y normas internacionales se produjeron los siguientes ajustes:

- (i) Se reversó el ingreso por sublevante de crudo por 3,322,115 al 1 de enero de 2010. Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 se extorno el efecto de la reversión de dicho ajuste por 3,322,115 y se reversó el ingreso por sublevante de dicho año por 9,308,658.
- (ii) Por otro lado al 1 de enero de 2010 se registró el sublevante valuado al costo como inventario por 1,042,061. Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 se extorno el efecto del registro de dicho ajuste por 1,042,061 y se registró el inventario por sublevante de dicho año por 3,834,000.

### e) Provisiones

Como resultado de la adquisición realizada a Repsol YPF de la participación del 25% que mantenía dicha entidad en el Bloque 14, la Sucursal registró de acuerdo a NIIF una provisión por contingencias tributarias posibles que la entidad adquirida mantenía en litigio con el Servicio de Rentas Internas, por 1,257,451 al 01 de enero de 2010. Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010, la Sucursal registró una provisión adicional por 59,277 correspondiente al recargo por intereses de dicho año.

## 4. INVERSIONES DE EXPLORACION

Al 31 de diciembre de 2011 las inversiones de exploración estaban formadas como sigue:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Adiciones	<u>7,732,692</u>	<u>1,189,848</u>	<u>8,922,540</u>

De acuerdo con actividades comprometidas establecidas en el Contrato de Prestación de Servicios mencionado en la Nota 1, durante el año 2011 la Sucursal ha incurrido en gastos de exploración, los cuales han sido capitalizados. Al 31 de Diciembre de 2010 los gastos de exploración han sido totalmente amortizados o cargados como gasto dependiendo del concepto del gasto incurrido.

Las adiciones efectuadas durante el año 2011 corresponden a perforación exploratoria y gastos en instalaciones en los campos Alipamba y Kupi en el Bloque 14 y en el campo Tapir en el Bloque 17.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### 5. INVERSIONES DE PRODUCCIÓN Y DESARROLLO, NETO

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 los movimientos de las inversiones de producción y su amortización fueron como sigue:

	<u>Bloque 14</u>			<u>Total</u>
	<u>Costo histórico</u>	<u>Distribución valor de compra</u>	<u>Bloque 17</u>	
Saldo al 01 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)	75,731,169	2,809,944	59,022,640	137,563,753
Adiciones, netas	7,711,538	-	21,958,952	29,670,490
Obligación por retiro de bienes (Nota 13)	1,571,403	-	2,598,751	4,170,154
Amortización del año	(18,173,314)	(825,176)	(18,783,820)	(37,782,310)
Saldo al 31 de Diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)	66,840,796	1,984,768	64,796,523	133,622,087
Adiciones, netas	24,326,129	-	21,291,700	45,617,829
Obligación por retiro de bienes (Nota 13)	6,257,155	-	1,615,554	7,872,709
Amortización del año	(18,590,524)	(556,133)	(23,699,798)	(42,846,455)
Saldo al 31 de Diciembre de 2011	78,833,556	1,428,635	64,003,979	144,266,170

Los gastos de amortización por los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010 han sido registrados como costo de producción en el estado de resultados integrales.

#### **Conclusión de la evaluación de deterioro del valor de los activos-**

Los activos que son sujetos de amortización son evaluados por deterioro siempre que ocurran cambios o eventos que sugieran que el valor en libros de los mismos no pueda ser recuperado. Una pérdida por deterioro de activos es reconocida por el valor en libros que excede de su valor recuperable. El valor recuperable es el valor justo de un activo menos los costos de venta o de uso. Al 31 de Diciembre de 2011 y 2010 no se ha determinado una pérdida por deterioro del valor de los activos para los Bloques 14 y 17.

#### **Análisis del deterioro del valor de los activos bajo el Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos**

Debido al cambio del Contrato de Participación al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y

## Notas a los estados financieros (continuación)

Explotación de Hidrocarburos, las siguientes estimaciones fueron consideradas por la administración para efectuar un nuevo análisis del deterioro del valor de los activos:

Supuestos:	Bloque 14	Bloque 17
Tarifa de servicio	41.00	41.00
Tasa de descuento	12.00%	12.00%
<b>Cálculo:</b>		
Valor presente neto	98,499,316	105,542,045
Valor neto en libros de las inversiones y otros activos y equipos menos trabajos en proceso	71,150,191	49,805,134
Diferencia	27,349,125	55,736,911

### Ingreso disponible:

En relación a los precios reales del crudo en el mercado, a la fecha del análisis del deterioro de los activos, dichos precios fueron significativamente más altos que los precios de referencia mínimos usados para determinar el ingreso disponible. Basado en esto, la tarifa fue considerada a su valor más alto.

El flujo de efectivo proyectado proveniente del nuevo contrato con el Estado Ecuatoriano, representado por la Secretaría de Hidrocarburos considera un ingreso futuro disponible de acuerdo a un precio mínimo de referencia, como se detalla a continuación:

### Cálculo de la tarifa de acuerdo al precio WTI:

	Bloque 14	Bloque 17
<b>Precio mínimo WTI</b>	<b>65.00</b>	<b>65.00</b>
Diferencial	(7.00)	(7.00)
<b>Precio mínimo de referencia (Napo)</b>	<b>58.00</b>	<b>58.00</b>
Ajuste de calidad	0.23	0.23
<b>Precio por bloque</b>	<b>58.23</b>	<b>58.23</b>
25% margen de soberanía	(14.56)	(14.56)
Costo de transporte	(1.44)	(1.44)
Ley 10	(1.00)	(1.00)
Gastos de venta	(0.01)	(0.01)
<b>Ingreso disponible</b>	<b>41.23</b>	<b>41.23</b>
<b>Tarifa</b>	<b>41.00</b>	<b>41.00</b>
<b>Diferencia</b>	<b>0.23</b>	<b>0.23</b>

## Notas a los estados financieros (continuación)

En adición a los supuestos señalados anteriormente con respecto a los precios mínimos de referencia que permiten la recuperación del valor neto en libros de las inversiones de producción, la recuperación depende también del volumen de reservas probadas desarrolladas.

La estimación de reservas para evaluación de deterioro determinadas por la Administración, se describen a continuación. Estas reservas son las mejores estimaciones de la administración y no han sido certificadas por un especialista externo, sin embargo, la administración considera que no existirán cambios con las cifras finales que emita el especialista.

	Reservas probadas desarrolladas en miles de barriles	
	2011	2010
Bloque 14	8,214	6,410
Bloque 17 (1)	5,326	6,960
	<u>13,540</u>	<u>13,370</u>

(1) Constituye las reservas calculadas de acuerdo con la participación en la operación conjunta del Bloque 17.

### 6. OTRAS PROPIEDADES Y EQUIPOS

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y al 1 de enero de 2010 los movimientos de otras propiedades y equipos fueron como sigue:

	Terrenos	Vehículos y equipo pesado	Muebles y enseres y equipo de campo	Equipos de computación y comunicación	Total
<b>Saldo al 1 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)</b>	<u>219,808</u>	<u>187,021</u>	<u>478,570</u>	<u>398,173</u>	<u>1,283,572</u>
Adiciones			31,717	178,431	210,148
Reclasificaciones	1,965	-	(1,965)		
Depreciación del año		(68,239)	(106,240)	(129,459)	(303,938)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)</b>	<u>221,773</u>	<u>118,782</u>	<u>402,082</u>	<u>447,145</u>	<u>1,189,782</u>
Adiciones	-	43,319	13,911	129,143	186,373
Depreciación del año	-	(60,314)	(95,540)	(150,246)	(306,100)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<u>221,773</u>	<u>101,787</u>	<u>320,453</u>	<u>426,042</u>	<u>1,070,055</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

El gasto de depreciación por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 fue 306,100 y 303,938, respectivamente, el cual ha sido registrado en el rubro de gastos administrativos en el estado de resultados integrales (Nota 19).

### 7. IMPUESTO A LA RENTA CORRIENTE Y DIFERIDO

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el gasto de impuesto a la renta se encontraba compuesto por:

	31 de diciembre de	
	2011	2010
		(Revisado Nota 3)
Impuesto corriente	11,182,142	13,717,302
Impuesto diferido	262,297	(983,217)
<b>Gasto de impuesto a la renta</b>	<b><u>11,444,439</u></b>	<b><u>12,734,085</u></b>

Una reconciliación entre el gasto de impuesto a la renta y el resultado de multiplicar la utilidad contable por la tasa efectiva de impuesto a la renta por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 es como sigue:

	31 de diciembre de	
	2011	2010
		(Revisado Nota 3)
Utilidad antes de impuestos	39,879,033	59,476,827
Impuesto a la renta Ecuador al 24% (2010: 25%)	9,570,968	14,869,207
Diferencias permanentes:		
Efecto por ingresos y gastos del exterior	683,142	-
Valoración de diferencias temporales	1,775,973	-
Otros	(585,644)	(2,135,122)
<b>Total gasto de impuesto a la renta</b>	<b><u>11,444,439</u></b>	<b><u>12,734,085</u></b>

## Notas a los estados financieros (continuación)

Los movimientos del impuesto diferido por la naturaleza de las diferencias temporales durante el año fueron como sigue:

	Obsolescencia de inventarios	Obligación por retiro de bienes	Sublevante de crudo	Base fiscal del valor de inversiones en exceso del valor en libros	Pérdidas fiscales	Contribución para la investigación científica	Total
Saldo al 01 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)	<u>1,145,038</u>	<u>-</u>	<u>569,945</u>	<u>13,844,731</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>15,559,714</u>
Cargo a resultados del año	<u>(555,696)</u>	<u>1,439,942</u>	<u>689,320</u>	<u>(1,187,763)</u>	<u>597,414</u>	<u>-</u>	<u>983,217</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)	<u>589,342</u>	<u>1,439,942</u>	<u>1,259,265</u>	<u>12,656,968</u>	<u>597,414</u>	<u>-</u>	<u>16,542,931</u>
Cargo a resultados del año	<u>389,147</u>	<u>363,735</u>	<u>(1,282,386)</u>	<u>(22,732)</u>	<u>(15,007)</u>	<u>304,946</u>	<u>(262,297)</u>
Saldo a Diciembre 31, 2011	<u>978,489</u>	<u>1,803,677</u>	<u>(23,121)</u>	<u>12,634,236</u>	<u>582,407</u>	<u>304,946</u>	<u>16,280,634</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

Activo por impuesto diferido por unidad fiscal al 31 de diciembre de 2011:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Inventario obsoleto	708,063	270,406	978,489
Obligación por retiro de bienes	1,134,808	668,869	1,803,677
Sublevante de crudo	-	(23,121)	(23,121)
Pérdidas tributarias	582,407	-	582,407
Exceso de base fiscal de inversiones al valor en libros	8,144,480	4,489,756	12,634,236
Contribución para la investigación científica	146,958	157,988	304,946
Total	<u>10,716,736</u>	<u>5,563,898</u>	<u>16,280,634</u>

Activo por impuesto diferido por unidad fiscal al 31 de diciembre de 2010:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Inventario obsoleto	331,996	257,346	589,342
Obligación por retiro de bienes	964,867	475,075	1,439,942
Sublevante de crudo	(796)	1,260,061	1,259,265
Pérdidas tributarias	597,414	-	597,414
Exceso de base fiscal de inversiones al valor en libros	8,820,213	3,836,755	12,656,968
Total	<u>10,713,694</u>	<u>5,829,237</u>	<u>16,542,931</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

Activo por impuesto diferido por unidad fiscal al 1 de Enero de 2010:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Inventario obsoleto	533,232	611,806	1,145,038
Sublevante de crudo	14,543	555,402	569,945
Exceso de base fiscal de inversiones al valor en libros	<u>9,448,084</u>	<u>4,396,647</u>	<u>13,844,731</u>
Total	<u>9,995,859</u>	<u>5,563,855</u>	<u>15,559,714</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

### Otros aspectos tributarios

#### a) Situación fiscal-

De acuerdo con disposiciones legales, la autoridad tributaria tiene la facultad de revisar las declaraciones del impuesto a la renta de la Compañía, dentro del plazo de hasta tres años posteriores contados a partir de la fecha de presentación de la declaración del impuesto a la renta, siempre y cuando haya cumplido oportunamente con sus obligaciones tributarias.

Por consiguiente, los años sujetos a revisión son 2008, 2009 y 2010.

#### b) Determinación y pago del Impuesto a la renta-

El impuesto a la renta de la Sucursal se determina sobre una base anual con cierre al 31 de diciembre de cada período fiscal, aplicando a las utilidades tributables la tasa del impuesto a la renta.

Las sociedades que transfieran por lo menos el 5% de su capital accionario a favor de al menos el 20% de sus trabajadores, pueden diferir el pago del impuesto a la renta y de su anticipo por el período de cinco años, con el correspondiente pago de intereses.

#### c) Tasa de impuesto a la renta y exoneraciones-

De acuerdo con disposiciones legales vigentes, la tasa de impuesto a la renta para el ejercicio fiscal 2010 fue de 25% y para el ejercicio fiscal 2011 de 24% sobre la utilidad tributaria.

De acuerdo a reformas tributarias incluidas en el Código de la Producción, la tasa de impuesto a la renta se reducirá progresivamente de la siguiente manera:

<u>Año fiscal</u>	<u>Porcentaje de tasas de impuesto</u>
2010	25%
2011	24%
2012	23%
2013 en adelante	22%

En caso de que la Sucursal reinvierta sus utilidades en el país en los términos y condiciones que establece la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, podría obtener una reducción en la tasa del impuesto a la renta de 10 puntos porcentuales sobre el monto reinvertido, siempre y cuando efectúen el correspondiente aumento de capital hasta el 31 de diciembre del siguiente año.

Los contribuyentes administradores u operadores de una Zona Especial de Desarrollo Económico (ZEDE) tendrán una rebaja adicional de 5 puntos porcentuales en la tasa del impuesto a la renta.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### d) Dividendos en efectivo-

Son exentos del impuesto a la renta los dividendos pagados a sociedades locales y a sociedades del exterior que no estén domiciliadas en paraísos fiscales. Los dividendos que se distribuyan a favor de personas naturales residentes en el Ecuador o a sociedades domiciliadas en paraísos fiscales o regímenes de menor imposición, están sujetos a retención en la fuente adicional del impuesto a la renta.

Sin embargo, a partir de Enero 2010, los dividendos pagados a compañías extranjeras domiciliadas en paraísos fiscales son sujetas a una retención de impuesto a la renta del 11% para el ejercicio fiscal 2011 (tasa máxima de impuesto a la renta individual (35%) menos tasa impuesto a la renta para compañías (24%).

### e) Impuesto a la Salida de Divisas (ISD)-

A partir del 24 de noviembre de 2011, el Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) se incrementó del 2% al 5% (Ver literal Nota 21 (h) siguiente).

Están exentos del Impuesto a la Salida de Divisas (ISD):

- Transferencias de dinero de hasta 1,000 que no incluyen pagos por consumos de tarjetas de crédito.
- Pagos realizados al exterior por amortización de capital e intereses de créditos otorgados por instituciones financieras internacionales, con un plazo mayor a un año, destinados al financiamiento de inversiones previstas en el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones y que devenguen intereses a las tasas referenciales.
- Pagos realizados al exterior por parte de administradores y operadores de las Zonas Especiales de Desarrollo Económico (ZEDE).
- Pagos realizados al exterior por concepto de dividendos distribuidos por sociedades nacionales o extranjeras domiciliadas en el Ecuador, después del pago del impuesto a la renta, a favor de otras sociedades extranjeras o de personas naturales no residentes en el Ecuador, siempre y cuando no estén domiciliados en paraísos fiscales o jurisdicciones de menor imposición.

### f) Reformas tributarias-

En el Suplemento al Registro Oficial No. 583 del 24 de noviembre de 2011, se expidió la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado, mediante la cual se reformó la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (LORTI) y la Ley Reformativa para la Equidad Tributaria, los principales cambios son los siguientes:

## Notas a los estados financieros (continuación)

- **Cálculo del impuesto a la renta-**  
Para el cálculo del impuesto a la renta se limita la deducción de los gastos relacionados con la adquisición, uso o propiedad de vehículos, hasta por un monto de 35,000, no será deducible el gasto sobre el exceso.
  - **Impuesto al Valor Agregado (IVA)-**  
Estarán gravados con tarifa 0% la adquisición de vehículos híbridos o eléctricos cuya base imponible sea de hasta 35,000.
  - **Impuestos Ambientales-**  
Se crea el Impuesto Ambiental a la Contaminación Vehicular (IACV), que grava el uso de vehículos motorizados de transporte terrestre, a excepción de aquellos vehículos destinados al transporte público y los directamente relacionados con la actividad productiva o comercial.  
  
Se crea el Impuesto Redimible a las Botellas Plásticas no Retornables, que grava con 2 centavos de Dólar por cada botella plástica no retornable embotellada. En el caso de bebidas importadas gravará al momento de su nacionalización.
  - **Impuesto a la Salida de Divisas (ISD)-**  
Se incrementa el Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) del 2% al 5% y establece presunción de pago y generación de este impuesto en lo siguiente:
    - Todo pago efectuado desde el exterior, inclusive aquellos realizados con recursos financieros del exterior de personas naturales, sociedades o terceros.
    - Las exportaciones de bienes y servicios generados en Ecuador, efectuadas por personas naturales o sociedades domiciliadas en el Ecuador, cuando las divisas correspondientes a los pagos por concepto de dichas exportaciones no ingresen al Ecuador.
    - El Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) podrá ser utilizado como crédito tributario para la determinación del impuesto a la renta hasta por 5 años, siempre que haya sido originado en la importación de materias primas, insumos y bienes de capital con la finalidad de que sean incorporados en procesos productivos y que consten en el listado que establezca el Comité de Política Tributaria.
- g) Otras reformas tributarias aplicables a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.**  
De acuerdo con el Decreto No 825 de fecha Julio 25, 2011, los siguientes son los principales cambios para las compañías que suscribieron contratos para la provisión de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos:

## Notas a los estados financieros (continuación)

- **Impuesto a la renta -**

Cuando una misma compañía haya suscrito más de un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos bajo otras modalidades y otros tipos de contratos, no podrá consolidar o deducir los resultados de dichos contratos para efectos del pago de impuesto a la renta.

- **Ingreso gravable-**

El ingreso gravado para efectos de liquidación y pago del impuesto a la renta estará conformado por:

1. La tarifa por servicios por cada unidad de hidrocarburos producida y entregada al Estado en el punto de fiscalización.
2. Cualquier otro ingreso operacional que obtenga la contratista de conformidad con el Título I de la Ley de Régimen Tributario Interno.

En los casos de pagos en especie, el ingreso gravado mínimo por unidad de hidrocarburo producida, será el precio utilizado por la Secretaría de Hidrocarburos para la liquidación del pago en especie de la tarifa por servicios.

- **Retenciones de impuesto a la renta-**

Cualquier pago que el Estado realice en el país a las contratistas de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos por concepto de tales servicios prestados, será sujeto de una retención del 5%, independientemente del instrumento usado para efectuar dicho pago.

- **Contribución para la Investigación tecnológica-**

Este pago se practicará una vez al año de conformidad con el artículo 54 de la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de Contabilidad aplicable para este tipo de contratos, y será deducible en el año en que se realice el pago.

- **Impuesto al valor agregado-**

Los valores que por las tarifas deba facturar la contratista al Estado ecuatoriano como consecuencia de la prestación de servicios, están gravados con tarifa 12% de IVA. La contratista tendrá derecho a crédito tributario por el IVA pagado en sus compras locales e importaciones de bienes y servicios, de conformidad con el Título II de la Ley de Régimen Tributario Interno.

De acuerdo con la Administración y sus asesores legales la regulación arriba mencionada en lo referente al impuesto a la renta aplicará a partir del año 2012. Adicionalmente, a la fecha, la Administración y sus asesores legales están analizando la posibilidad de presentar un reclamo formal en contra de esta regulación en vista de que la misma no está en concordancia con lo establecido en la ley tributaria.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### h) Precios de transferencia

Al 31 de diciembre de 2011 el estudio de precios de transferencia requerido por disposiciones legales vigentes se encuentra en proceso, en razón de que el plazo para su presentación ante las autoridades tributarias vence en el mes de junio del año 2012. Sin embargo, de acuerdo con la Administración de la Sucursal y sus asesores legales, no existirán ajustes por precios de transferencia.

Al 31 de diciembre de 2010, la Sucursal efectuó el estudio de precios de transferencia en el cual se estableció que las transacciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia.

### 8. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 el inventario estaba formado como sigue:

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Sublevante de crudo en Bloque 17 (1)	3,861,354	3,830,722	1,042,061
Petróleo crudo en líneas y contenedores	-	447,214	345,263
Materiales y repuestos:			
En bodegas	5,937,607	5,440,347	3,622,807
En tránsito	248,995	476,810	381,106
	<u>10,047,956</u>	<u>10,195,093</u>	<u>5,391,237</u>
(Menos)			
Provisión para obsolescencia (3)	(1,599,570)	(888,501)	(991,453)
Provisión sublevante de crudo (Nota 20) (2)	(1,847,492)	-	-
	<u>6,600,894</u>	<u>9,306,592</u>	<u>4,399,784</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 representan 109,416 (46,599 al 1 de enero de 2010) barriles no levantados valuados al costo de producción de aproximadamente 36 (22 al 1 de enero de 2010) por barril que incluye el costo de producción anual más regalías, impuestos y tarifa de transporte.

(2) Al 31 de Diciembre del 2011 la Sucursal no ha liquidado ciertos rubros pendientes provenientes del contrato de participación vigente hasta el 31 de Diciembre del 2010. La administración ha efectuado el mejor estimado de recuperabilidad del petróleo crudo concluyendo que es incierta, por lo que ha decidido registrar una provisión de sublevante, neta de los costos asociados que aún no han sido realizados (regalía de precio, costo de transporte y otros impuestos relacionados). Este valor fue registrado como otros gastos en el estado de resultados integrales.

## Notas a los estados financieros (continuación)

(3) El movimiento de la provisión para obsolescencia para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010 fue como sigue

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
<b>Saldo inicial</b>	888,501	991,453
<b>Más (menos):</b>		
Provisiones (Nota 20):	711,069	245,403
Ajustes		<u>(348,355)</u>
<b>Saldo Final</b>	<u>1,599,570</u>	<u>888,501</u>

El costo de los inventarios de repuestos reconocidos como gastos e incluidos en el costo de producción fue de 22,691,809 (18,471,186 en el 2010) (Nota 19)

### 9. CUENTAS POR COBRAR

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 las cuentas por cobrar estaban formadas de la siguiente manera:

	<u>31 de diciembre de</u>		<u>1 de enero de</u>
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Cuentas por cobrar – venta de petróleo crudo (1)	-	21,914,103	337,070
Secretaría de Hidrocarburos (2)	11,316,003	-	-
EP Petroecuador	2,729,246	-	-
Petroproducción	-	1,677,077	-
Compañías relacionadas (Ver Nota 17)	22,527,611	-	6,945,574
Otros	<u>7,424</u>	<u>11,284</u>	<u>185,797</u>
	<u>36,580,284</u>	<u>23,602,464</u>	<u>7,468,441</u>

(1) Corresponde a ventas de petróleo crudo efectuadas en el año 2010 a Shell Western Supply and Trading Limited. Al 31 de Diciembre del 2010, la Sucursal mantenía un contrato de compra/venta con Shell Western Supply and Trading Limited (operador internacional) para la venta de crudo, contrato que estuvo vigente hasta el 28 de Febrero del 2011 y que incluía las siguientes condiciones de venta:

- El comprador se compromete a contratar una carta de crédito en el año para cada bloque.

## Notas a los estados financieros (continuación)

- Los valores generados en la venta deben ser cancelados en un plazo de 30 días calendario.
- En caso de retraso en el pago, se aplicará el recargo de interés correspondiente a la tasa Libor más dos puntos.

(2) Corresponde a la cuenta por cobrar por la tarifa de servicios relativa a la producción de petróleo crudo en los Bloques 14 y 17 como sigue:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Secretaría de Hidrocarburos	<u>5,831,070</u>	<u>5,484,933</u>	<u>11,316,003</u>

### 10. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 una reconciliación del efectivo y equivalentes de efectivo al final del año, presentado en el estado de flujos de efectivo es como sigue:

	<u>31 de diciembre de</u>		<u>1 de enero de</u>
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Efectivo en caja y bancos (Nota 11)	16,975,970	45,873,391	30,746,328
Sobregiros bancarios (Nota 11)	(1,120,300)	(161,793)	(135,426)
	<u>15,855,670</u>	<u>45,711,598</u>	<u>30,610,902</u>



## Notas a los estados financieros (continuación)

### 12. PATRIMONIO

#### a) Capital asignado

El capital asignado de 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 una sucursal de compañía extranjera.

#### b) Reserva para futuras capitalizaciones

Al 31 de Diciembre de 2011 y 2010 la Sucursal mantiene una reserva para futuras capitalizaciones de 25,200,000 que podría ser utilizada para compensar pérdidas futuras. Esta reserva no es de libre disposición, y podrá ser utilizada en absorber pérdidas; o devuelta en el caso de liquidación de la Sucursal.

#### c) Reserva de capital

De acuerdo con la Resolución No. SC.ICI.CPA IFRS.G.11.007 de la Superintendencia de Compañías emitida el 9 de septiembre de 2011, el saldo acreedor de la reserva de capital por 15,473,705 generado hasta el año anterior al período de transición de aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF deben ser transferidos al patrimonio a la cuenta resultados acumulados y podrán ser capitalizados en la parte que exceda al valor de las pérdidas acumuladas y las del último ejercicio concluido, si las hubieren; utilizados en absorber pérdidas; o devuelto en el caso de liquidación de la Sucursal.

#### d) Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF-

De acuerdo con la Resolución No. SC.ICI.CPA IFRS.G.11.007 de la Superintendencia de Compañías emitida el 9 de septiembre de 2011, el saldo deudor por 38,172,898 proveniente de los ajustes por adopción por primera vez de las NIIF, solo podrá ser absorbido por los resultados acumulados y los del último ejercicio económico concluido.

### 13. PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 las provisiones estaban formadas como sigue:

## Notas a los estados financieros (continuación)

	Obligación por retiro de bienes (1)	Determina- ciones tributarias (Nota 20) (2)	Total
<b>Saldo al 1 de Enero del 2010 (Revisado Nota 3)</b>	<b><u>6,585,188</u></b>	<b><u>1,066,801</u></b>	<b><u>7,651,989</u></b>
Registrado en inversiones de producción (Nota 5)	4,170,154	-	4,170,154
Interés del año	-	59,276	59,276
Actualización financiera (Nota 20)	<u>464,883</u>	<u>-</u>	<u>464,883</u>
<b>Saldo al 31 de Diciembre del 2010 (Revisado Nota 3)</b>	<b><u>11,220,225</u></b>	<b><u>1,126,077</u></b>	<b><u>12,346,302</u></b>
Registrado en inversiones de producción (Nota 5)	7,872,709	-	7,872,709
Interés del año	-	55,373	55,373
Actualización financiera (Nota 20)	<u>677,216</u>	<u>-</u>	<u>677,216</u>
<b>Saldo al 31 de Diciembre del 2011</b>	<b><u>19,770,150</u></b>	<b><u>1,181,450</u></b>	<b><u>20,951,600</u></b>

### (1) Obligación por retiro de bienes-

La obligación por retiro de bienes incluye aquellas obligaciones legales sobre las cuales la Sucursal estará en la obligación de ejecutar para abandonar sus activos tales como sus pozos productivos. El valor estimado no descontado para esta obligación es 25,854,188 ( 15,434,319 en el año 2010) el cual ha sido descontado a una tasa de 5.80% (6.14% en el año 2010), la cual refleja el costo del dinero a través del tiempo.

Al 31 de diciembre del 2011, la obligación ha sido actualizada de acuerdo al siguiente plan para abandono de campos:

## Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>Block 14</u>	<u>Block 17</u>	<u>Total</u>
Se utilizará en 2 años	5,024,285	3,795,309	8,819,594
Se utilizará en 7 años	<u>8,419,961</u>	<u>2,925,570</u>	<u>11,345,531</u>
Provisión para abandono de campos, sin descuento	<u>13,444,246</u>	<u>6,720,879</u>	<u>20,165,125</u>
<b>Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 5.80%</b>	<b><u>13,156,383</u></b>	<b><u>6,613,767</u></b>	<b><u>19,770,150</u></b>

Al 31 de diciembre del 2010, la obligación ha sido actualizada de acuerdo al siguiente plan para abandono de campos:

	<u>Block 14</u>	<u>Block 17</u>	<u>Total</u>
Se utilizará en 2 años	3,334,469	1,937,376	5,271,845
Se utilizará en 8 años	<u>4,140,852</u>	<u>3,560,782</u>	<u>7,701,634</u>
Provisión para abandono de campos, sin descuento	<u>7,475,321</u>	<u>5,498,158</u>	<u>12,973,479</u>
<b>Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 6.15%</b>	<b><u>6,511,149</u></b>	<b><u>4,709,075</u></b>	<b><u>11,220,224</u></b>

### (2) Determinaciones tributarias -

La Sucursal se encuentra en disputa en relación con el método utilizado para determinar el valor del ingreso tributable en relación con los cargos indirectos del exterior, amortización de diferencial cambiario y precios de referencia establecidos por EP Petroecuador sobre los cuales la autoridad tributaria ha determinado un impuesto a la renta y participación a trabajadores adicional por 1,181,458 (1,126,078 en el año 2010) incluidos los efectos de intereses de mora tributaria.

Esta provisión está siendo incrementada por efecto del interés de mora tributaria, cuyo porcentaje promedio mensual fue del 1.07% para el año 2011 (1.14% para el año 2010) de acuerdo con el interés aplicable a las obligaciones tributarias con el Servicio de Rentas Internas (SRI).

## 14. IMPUESTOS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 los impuestos por pagar estaban formados como sigue:

## Notas a los estados financieros (continuación)

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Impuesto a la renta por pagar (1)	-	9,173,651	6,370,650
Impuesto al valor agregado por pagar	440,623	65,777	70,564
Retenciones de impuestos por pagar	626,525	577,516	646,710
	<u>1,067,148</u>	<u>9,816,944</u>	<u>7,087,924</u>

(1) Al 31 de Diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero 2010 la reconciliación del impuesto por pagar es como sigue:

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Impuesto corriente (Nota 7)	11,182,142	13,717,302	8,983,108
Impuesto a la renta años anteriores	31,785	-	101,521
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta recibidas	(11,809,016)	(4,543,651)	(2,713,979)
Impuesto renta (Crédito tributario)/Por pagar	<u>(595,089)</u>	<u>9,173,651</u>	<u>6,370,650</u>

### 15. SOBRELAVANTE DE PETRÓLEO CRUDO

Al 31 de diciembre del 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 el sobrelevante de petróleo crudo estaba formado de la siguiente manera:

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Barriles de petróleo crudo	68,576	68,576	124,460
Precio por barril (promedio anual)	100.84	85.08	69.79
	<u>6,915,042</u>	<u>5,834,151</u>	<u>8,685,425</u>

El sobrelevante de petróleo crudo se originó en el Bloque 14, cuando la Sucursal exportó una cantidad mayor de barriles de petróleo crudo a los producidos. Este es un efecto del contrato de participación, el cual no ha sido liquidado todavía.

## Notas a los estados financieros (continuación)

La variación en el valor del sobrelevante de petróleo crudo entre los años 2011 y 2010 obedece a la variación de precio del barril de petróleo. Dicho efecto fue registrado como gasto en el estado de resultados integrales del año 2011. (Ver Nota 20)

### 16. CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre del 2011, 2010 y 1 de enero de 2010, las cuentas por pagar estaban formadas de la siguiente manera:

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
<b>EP Petroecuador:</b>			
Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo (1)	1,793,883	5,002,068	11,818,065
Costo de transporte de crudo	-	834,965	1,048,050
Otros	42,882	369,314	305,285
<b>Subtotal</b>	<b>1,836,765</b>	<b>6,206,347</b>	<b>13,171,400</b>
Participación a trabajadores a pagar a empleados (3%) (15% en el año 2010) (Ver Nota 19) (2)	1,649,107	6,282,296	5,942,685
Participación trabajadores a pagar al Gobierno (12%) (Ver Nota 19) (2)	6,596,428	3,400,505	-
Costos y gastos provisionados (3)	11,340,972	4,067,553	10,182,337
Cuentas por pagar (Nota 11)	5,302,313	2,894,408	5,099,515
	<b>26,725,585</b>	<b>22,851,109</b>	<b>34,395,937</b>

(1) **Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo-**  
Representa regalías por pagar al Estado Ecuatoriano de acuerdo a la Ley tributaria.

(2) **Participación a trabajadores-**

Los empleados que laboran para PetroOriental S.A. - Sucursal Ecuador se encuentran bajo relación de dependencia con Andes Petroleum Ecuador Ltd.- Sucursal Ecuador (compañía relacionada). Sin embargo, de acuerdo a las leyes laborales ecuatorianas, las utilidades de las entidades que conforman un mismo grupo económico se unifican para el correspondiente pago a sus empleados.

De acuerdo con la reforma a la Ley de Hidrocarburos vigente a partir del 1 de julio de 2010 las utilidades se distribuirán en un 3% para los trabajadores y el 12% restante será transferido al Estado.

(3) **Provisiones de costos y gastos-**

Constituyen provisiones realizadas por compra de bienes y servicios recibidos, cuyas facturas se encuentran pendientes de recibir al cierre del período. Un detalle de dichas provisiones es como sigue:

## Notas a los estados financieros (continuación)

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Inversiones de capital	7,088,016	1,067,790	6,577,540
Costos directos	1,399,878	1,605,685	1,513,970
Costos indirectos	1,501,333	1,314,200	260,232
Otros	1,351,745	79,878	1,830,595
	<u>11,340,972</u>	<u>4,067,553</u>	<u>10,182,337</u>

### 17. COMPAÑÍAS RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero 2010 los saldos con compañías relacionadas estaban formados de la siguiente manera:

#### Cuentas por cobrar:

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Andes Petroleum Company Limited – BVI (1) (Nota 9)	22,527,611	-	-
Socio – Bloque 17 – OPIC Sucursal Ecuador	-	-	6,945,013
Socio – Bloque 14 – Repsol YPF – Sucursal Ecuador	-	-	561
	<u>22,527,611</u>	<u>-</u>	<u>6,945,574</u>

(1) Corresponde a cuentas por cobrar a Andes Petroleum Company Limited – BVI (matriz final) por la cesión de derechos de comercialización del petróleo crudo recibido por la Sucursal como pago en especie por parte de la Secretaría de Hidrocarburos. La cuenta por cobrar fue valorada al mismo precio con el que la Secretaría de Hidrocarburos liquidó dichos barriles a la Sucursal.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### Cuentas por pagar (Nota 11):

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
PetroOriental S.A. – Casa matriz (1)	66,697,574	99,164,901	101,956,574
Socio en el Bloque 17 (OPIC)	3,999,928	4,628,843	-
Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Sucursal Ecuador)	2,269,567	1,792,144	1,579,251
PetroOriental OCP Holdings Ltd.	1,437,813	1,437,813	9,757,814
Otros	11,735	10,813	1,430
	<u>74,416,617</u>	<u>107,034,514</u>	<u>113,295,069</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 corresponde a fondos recibidos de la Casa Matriz para cubrir las operaciones de la Sucursal. Estos fondos pueden ser exigidos por la Casa Matriz cuando los requiera, por lo cual se encuentran registrados como pasivo corriente y a su valor nominal.

Las transacciones mantenidas con compañías relacionadas por los años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 fueron como sigue:

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
<b><u>Andes Petroleum Company Limited:</u></b>			
Cesión de derechos de comercialización de petróleo crudo de la Sucursal a Andes Petroleum Co. Ltd.	189,192,020	-	-
<b><u>Andes Petroleum Ecuador Ltd – Sucursal Ecuador</u></b>			
Servicios recibidos (1)	17,031,264	15,210,661	13,895,053
<b><u>Overseas Petroleum and investment Corporation – Sucursal Ecuador</u></b>			
Fondos recibidos para la operación del Consorcio Bloque 17	34,497,235	35,402,786	27,366,859
Fondos pagados	(36,369,816)	(28,531,276)	(28,315,712)
<b><u>PetroOriental S.A. (Casa Matriz):</u></b>			
Fondos recibidos por la Casa Matriz en nombre de la Sucursal por venta de petróleo crudo (2)	-	257,445,645	201,137,840
Fondos pagados desde la Sucursal a la Casa Matriz	<u>32,467,326</u>	<u>190,000</u>	<u>-</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

(1) Corresponde a servicios administrativos y de recursos humanos facturados por Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador. Como parte de dichos servicios se encuentra los salarios y beneficios sociales del personal clave de la Sucursal.

(2) Esta transacción fue efectiva solamente bajo el contrato de participación, la misma que se originó por la venta de petróleo crudo efectuada por la Sucursal, cuyo cobro fue recibido por la Casa Matriz. En el año 2011 bajo el contrato de servicios este procedimiento ya no es aplicable.

Las transacciones con compañías relacionadas durante los años 2011 y 2010, se han realizado en condiciones acordadas entre las partes.

### 18. INGRESOS

El ingreso por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 estaba conformado de la siguiente manera:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Ingreso por tarifa de servicios	159,013,807	-
Ingreso por venta de petróleo crudo	-	229,277,285
Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta del crudo (1)	-	(35,200,873)
Diferencia de calidad del crudo, neta	-	(13,735,252)
	<u>159,013,807</u>	<u>180,341,160</u>

(1) Representa el ingreso adicional proveniente de la variación de precios en la venta del petróleo (calculados en base a valores constantes del año 1995) distribuidos a EP Petroecuador de acuerdo con el Contrato de Participación vigente hasta el 31 de Diciembre del 2010.

### 19. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA

Los costos y gastos por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Costo de producción	93,290,146	93,705,556
Gastos administrativos	21,209,678	26,608,414
	<u>114,499,824</u>	<u>120,313,970</u>

El detalle de los gastos por naturaleza es como sigue:

## Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Consumo de inventarios (Nota 8)	22,691,809	18,471,186
Participación a trabajadores a pagar a empleados (3%) (Nota 16)	1,649,107	6,282,296
Participación trabajadores a pagar al Gobierno (12%) (Nota 16)	6,596,428	3,400,505
Servicios subcontratados	16,504,042	15,614,764
Cargos por depreciación y amortización (Notas 5 y 6) (1)	43,152,555	38,086,248
Transporte por el oleoducto	202,248	9,947,336
Otros	23,703,635	28,511,635
	<u>114,499,824</u>	<u>120,313,970</u>

### (1) Cargos por depreciación y amortización-

Un detalle de la depreciación y amortización fue como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Amortización de inversiones de producción (Nota 5)	39,863,230	37,782,310
Abandono de pozos (Nota 5)	2,983,225	-
Depreciación de otras propiedades y equipos (Nota 6)	306,100	303,938
	<u>43,152,555</u>	<u>38,086,248</u>

## 20. OTROS GASTOS

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2011 y 2010 los otros gastos estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Provisión sublevante (Nota 8)	1,847,492	-
Costos de sobrelevante - Bloque 14 (Nota 15)	1,080,891	-
Provisión para obsolescencia de inventarios (Nota 8) (1)	711,069	-
Actualización financiera de la obligación por retiro de bienes (Nota 13)	677,216	464,883
Otros	329,676	128,905
	<u>4,646,344</u>	<u>593,788</u>

(1) En el año 2010 el análisis de obsolescencia efectuado por la Sucursal mostró que la provisión de obsolescencia registrada estaba excedida, por consiguiente, la Sucursal no registró un gasto por obsolescencia en ese año.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### 21. CONTINGENCIAS

#### a) Precio de referencia

La Sucursal ha recibido del Servicio de Rentas Internas – SRI las actas de determinación de impuesto a la renta de los años 2000 al 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 desde el año 2000 al año 2011 sería 19 millones (este monto incluye años revisados y no revisados por el SRI, la participación a empleados y los efectos de intereses de mora tributaria).

De acuerdo al criterio de la administración y de sus asesores legales, la Sucursal tiene argumentos suficientes para apoyar la posición de la Sucursal sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros, la resolución final es incierta.

#### b) Diferencial cambiario

En 1999, la devaluación de la moneda del Ecuador (Sucre), provocó importantes pérdidas de divisas que se reflejaron en un patrimonio negativo. La nueva ley sustituyó el impuesto a la renta por el Impuesto a las Transacciones Financieras (1% sobre las transacciones a través del sistema financiero) por lo cual la Superintendencia de Compañías permite la capitalización de las pérdidas generadas por la diferencia en cambio no realizada y su amortización en un plazo máximo de 5 años. El importe neto capitalizado por la Sucursal fue de 24,400,000 y la contingencia fiscal sería 2,200,000 (las cantidades incluyen años revisados y no revisados por el SRI, la participación a trabajadores y el efecto de intereses de mora tributaria).

La Sucursal amortizó estas pérdidas durante los siguientes 5 años. El SRI afirma que las compañías petroleras no tienen derecho a la amortización de la pérdida por diferencial cambiario, debido a las razones siguientes: (a) Las empresas petroleras tenían contabilidad bi-monetaria (Suces ecuatorianos y Dólares estadounidenses). Si los registros contables están en dólares estadounidenses, no hay pérdida de divisas, (b) La Ley de las Transacciones Financieras proporcionan un tratamiento fiscal especial para todos los contribuyentes, con excepción de las compañías petroleras. Las compañías petroleras estaban bajo la aplicación del 25% de impuesto a la renta, a pesar de que a la Sucursal no se le permitió capitalizar la pérdida por diferencial cambiario y amortizarlas, tiene el derecho de amortizar pérdidas fiscales hasta el 25% de la base imponible. La Sucursal ha planteado un juicio en la corte sobre la posición del SRI, y no se ha obtenido un resultado final de este tema a la fecha de emisión de los estados financieros.

La Sucursal considera que tiene suficientes argumentos para defender la deducibilidad de estos conceptos, y en base a los criterios de su asesor legal considera que no es viable un desembolso de dinero u otros recursos para cubrir estos conceptos sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros la resolución final de esta situación es incierta.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### c) **Otras contingencias (cargos indirectos del exterior y modificación de la Ley de Hidrocarburos)**

La Sucursal recibió del SRI el informe de auditoría para los años 2003 a 2007 que incluye la glosa por cargos indirectos del exterior como gastos no deducibles, considerando los siguientes argumentos: a) estos cargos no son necesarios para las operaciones / ingresos de la Sucursal, b) los documentos justificativos no son suficientes para el SRI que expliquen que los gastos reales (roles de pagos confidenciales, los detalles de los gastos de los expatriados, la certificación de gastos por los auditores externos, cálculos, procedimientos generales para la distribución de los cargos indirectos del exterior a la unidad de Ecuador). c) No existe evidencia que estos cargos son transferidos desde la Casa Matriz, sin margen de utilidad (mark up). La contingencia tributaria es de 2,000,000 (que incluye años revisados y no revisados por el SRI, la participación a trabajadores y los efectos de intereses de mora tributaria).

Los bloques 14 y 17, entraron en negociaciones con el Gobierno con el fin de modificar los actuales contratos de participación. El efecto legal de la ejecución de enmiendas a los contratos con el Gobierno era que la Ley 42 quedaría sin efectos, a cambio del Impuesto a la Renta Extraordinaria que fue creado por la Ley de Equidad Tributaria que comenzará a tener efecto con un arancel del 70% y un precio base acordado entre las partes en la modificación del contrato. Precio de regalías para el periodo de septiembre a diciembre de 2008 para los bloques del sur calculados utilizando las nuevas cantidades de la enmienda al contrato base de 8.2 millones que no se ha acumulado. 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. Además, la DNH estableció diferencias entre el importe calculado y la cantidad pagada por Sucursal.

De acuerdo con la Administración y sus asesores de impuestos, tienen argumentos suficientes para apoyar la posición de la Sucursal. Sin embargo a la fecha de emisión de los estados financieros la resolución final de este tema es incierta.

### **Informe del Examen Especial efectuado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH):**

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH ha examinado las operaciones de la Sucursal por los años 2000 a 2010. Los informes correspondientes incluyen, principalmente, un ajuste por el precio de referencia, la amortización del diferencial cambiario y los cargos indirectos del exterior. Una apelación ha sido presentada ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo, para impugnar la legalidad del proceso para el año 2000-2009.

En Enero de 2011, los auditores de la ARCH notificaron al Representante Legal de la Operadora de los Consorcios Petroleros 14 y 17 el informe final para el año 2010. De acuerdo con la ley, los bloques están preparando las objeciones a los ajustes y reclasificaciones emitidas por la ARCH, con el fin de apelar al Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

## Notas a los estados financieros (continuación)

Los informes de auditoría de la ARCH no constituyen una obligación del pago de impuestos, intereses y multas, a menos que los efectos de los ajustes sean ratificados por el SRI (Servicio de Rentas Internas).

### 22. DETALLE DE GARANTIAS ENTREGADAS

Al 31 de Diciembre de 2011, la Sucursal mantiene garantías por 4,979,726 emitidas por bancos locales, que se detallan como sigue:

- A favor de EP Petroecuador se emitieron garantías por 2,320,000, equivalente al 20% de las inversiones sobre las cuales la Sucursal estaba comprometida a efectuar durante la segunda fase del plan de desarrollo establecido en el contrato de servicios específicos para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos del Área Shiripuno. Al 31 de Diciembre de 2011, el Área Shiripuno está en proceso de devolución a EP Petroecuador, por consiguiente, la correspondiente garantía se encuentra efectiva a la fecha de emisión de los estados financieros.
- A favor del Ministerio del Ambiente por 2,016,678 para garantizar el cumplimiento del plan de manejo ambiental en el desarrollo y producción de diversos campos, construcción de plataformas, perforación de pozos y operación de líneas de flujo, en los campos de los Bloques 14 y 17. Estas garantías son renovables automáticamente cada año, por el tiempo de operación en cada campo.
- A favor del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) por 81,000 para garantizar el cumplimiento del plan de manejo ambiental en la instalación y utilización de las plantas de generación eléctrica de los Bloques 14 y 17. Estas garantías son renovables automáticamente cada año, por el tiempo de uso de dichas plantas.
- A favor del Servicio de Rentas Internas – SRI por 562,048 para garantizar los recargos adicionales que la administración tributaria impone para poder iniciar un proceso legal ante el mismo, sobre las determinaciones tributaria que le haya efectuado.

Las garantías precedentes se pueden ejecutar solamente en el caso de incumplimiento por parte de la Sucursal de las obligaciones contraídas.

### 23. PARTICIPACIÓN EN OPERACIONES CONJUNTAS

Un resumen de los estados financieros del Bloque 17 al 70% el cual ha sido determinado aplicando el método proporcional:

## Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
<b>Activos:</b>		
Activos a largo plazo	71,515,670	71,446,410
Activos corrientes	33,631,346	27,262,315
<b>Total</b>	<b>105,147,016</b>	<b>98,708,725</b>
<b>Pasivos:</b>		
Pasivos a largo plazo	6,613,767	4,709,076
Pasivos corrientes	23,651,404	22,995,193
<b>Total</b>	<b>30,265,171</b>	<b>27,704,269</b>
<b>Activos netos:</b>	<b>74,881,845</b>	<b>71,004,456</b>
Ingresos	86,614,693	87,128,882
Gastos	(69,157,263)	(61,250,248)
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>17,457,430</b>	<b>25,878,634</b>
<b>Interés proporcional en operaciones</b>		
<b>Conjuntas</b>	<b>70%</b>	<b>70%</b>

### 24. RIESGOS FINANCIEROS

Las actividades de la Sucursal la exponen a riesgos financieros: riesgos de precio, riesgos de crédito y de liquidez. El programa global de gestión de riesgos de la Sucursal se centra en lo impredecible de los mercados financieros y trata de minimizar los posibles efectos adversos sobre el desempeño financiero de la Sucursal. La Sucursal no tiene permitido el uso de instrumentos financieros derivados para cubrir determinadas exposiciones de riesgo, ya que no está permitido para los accionistas.

#### a) El riesgo de precio de productos básicos

La Sucursal está expuesta a un riesgo importante de precios, debido a sus operaciones de extracción de crudo en los bloques ubicados en la cuenca amazónica del Ecuador. Una disminución en los precios del crudo podría afectar negativamente la situación financiera de la Sucursal. Conforme a las políticas establecidas por los accionistas de la Sucursal, la administración no tiene facultades discrecionales para administrar el riesgo del precio del crudo, ya que se realiza en forma centralizada por los accionistas de la Sucursal.

#### b) El riesgo de crédito

Los instrumentos financieros de la Sucursal que están expuestos a la concentración del riesgo de crédito

## Notas a los estados financieros (continuación)

consisten principalmente en cuentas comerciales por cobrar.

Las cuentas comerciales por cobrar representan los saldos garantizados debido a la compra de un solo cliente de la producción total de petróleo crudo de la Sucursal en su último mes, la Sucursal está expuesta al riesgo en la medida en que dichos importes resultaren incobrables.

### c) El riesgo de liquidez

La administración de la Sucursal hace un seguimiento de sus necesidades de efectivo y la disponibilidad sobre la base de los presupuestos aprobados por la administración con respecto a la cantidad de fondos necesarios para cumplir con sus actividades productivas y de exploración, los costos de producción y gastos y los pagos de la deuda con instituciones financieras y con los accionistas. Dichos presupuestos normalmente se confirman con los accionistas para evaluar las necesidades de las líneas de crédito adicionales, si es necesario, para cumplir con sus obligaciones. En caso de ser necesario, los accionistas de la Sucursal deben asignar las líneas de crédito adicionales en los bancos de la Sucursal y ajustar la cantidad de deuda pagadera dentro de cada año para superar una eventual escasez de efectivo proyectado de operación.

A continuación se presenta un detalle de la antigüedad de los pasivos financieros que mantiene la Sucursal al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010:

	31 de diciembre de				1 de enero de	
	2011		2010		2010	
	1 – 12 meses	Más de 12 meses	1 – 12 meses	Más de 12 meses	1 – 12 meses	Más de 12 meses
<b>Pasivos financieros</b>						
Sobregiros bancarios (Nota 10)	1,120,300	-	161,793	-	135,426	-
Cuentas por pagar (Nota 16)	5,302,313	-	2,894,408	-	5,099,515	-
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 17) (1)	66,697,574	-	99,164,901	-	101,956,574	-
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 17)	7,719,043	-	7,869,613	-	11,338,495	-
<b>Total pasivos financieros</b>	<b>80,839,230</b>	<b>-</b>	<b>110,090,715</b>	<b>-</b>	<b>118,530,010</b>	<b>-</b>

(1) En el caso que la Casa Matriz requiera el pago de esta cuenta por pagar, la Sucursal puede obtener liquidez para su liquidación a través de los siguientes medios:

- Cobros en efectivo de la cesión de derechos de comercialización del petróleo crudo a Andes Petroleum Company Limited.
- Solicitar financiamiento libre de interés a su compañía relacionada Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### d) **Gestión del Capital de Riesgo**

Los objetivos de la Sucursal en la gestión de capital incluyen: salvaguardar la capacidad de la Sucursal para continuar como negocio en marcha con el fin de generar una rentabilidad para sus accionistas, y mantener una estructura óptima de capital para reducir el costo del capital.

Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, la Sucursal, junto con sus accionistas finales puede ajustar el importe de los dividendos pagados.

### e) **Las acciones gubernamentales y políticas afectan los resultados de las operaciones de la Sucursal**

El carácter transnacional de los negocios de petróleo de la Sucursal la somete a las decisiones de muchos gobiernos y de intereses políticos. Como resultado de ello, la Sucursal se enfrenta a mayores riesgos de cambios en las leyes y regulaciones, incluyendo, pero no limitado a, los relacionados con los impuestos, las tasas de regalías, tasas de producción permitidas, importación, exportación y uso de los productos y protección del medio ambiente, así como el riesgo de expropiación de los derechos para producir hidrocarburos.

La Sucursal opera en el negocio del petróleo en un país que en ocasiones experimenta la inestabilidad política, lo que aumenta los riesgos de pérdida o retraso en la producción de la Sucursal asociada con el conflicto, disturbios civiles, problemas de seguridad, restricción de equipos de producción, las importaciones y las sanciones que impidan a las operaciones continuas. La Sucursal puede enfrentar el riesgo de aumento de los costos si se percibe que no se respeta el avance del progreso económico y social de las comunidades en las que opera.

## 25. EVENTOS SUBSECUENTES

### **Capitalización de pasivo mantenido con Casa Matriz-**

De acuerdo a lo manifestado por la administración, la Casa Matriz ha decidido en el mes de mayo de 2012 capitalizar el pasivo que la Sucursal mantiene con ella al 31 de diciembre de 2011 por 66,697,574, a efectos de crear una reserva para compensar los efectos de la primera adopción de NIIF. A la fecha de emisión de los estados financieros se encuentra en proceso de legalización dicha capitalización.

Entre el 31 de diciembre de 2011 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron otros eventos adicionales al anteriormente mencionado que en opinión de la Gerencia pudieran tener un efecto significativo sobre dichos estados financieros que no se hayan revelado en los mismos.