

Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador

Estados financieros al 31 de diciembre de 2012 junto con
el informe de los auditores independientes

Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador

Estados financieros al 31 de diciembre de 2012 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.....	7
e) Recuperación de activos diferidos de impuesto a la renta.....	8
f) Contingencias	8
g) Jerarquía del valor razonable	9
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.....	13
d) Efectivo definido como colateral de garantías emitidas	13
e) Inventarios	14
f) Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y posterior medición.....	14
g) Efectivo y equivalentes de efectivo	18
h) Provisiones	18
i) Obligaciones por beneficios post empleo	20
j) Pasivos contingentes y activos contingentes.....	20
k) Reconocimiento de ingresos.....	20
l) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	21
m) Costos de producción y transporte	21

n) Beneficios a los empleados	21
o) Impuestos	22
2.3. Cambios en las políticas contables y revelaciones	23
2.4. Normas internacionales emitidas aún no vigentes.....	24
3. Restablecimiento de estados financieros	26
4. Inversiones de exploración	29
5. Inversiones de producción y desarrollo, neto	29
6. Otras propiedades y equipos	31
7. Impuesto a la renta corriente y diferido	32
Otros aspectos tributarios	
a) Situación fiscal	35
b) Determinación y pago del impuesto a la renta	35
c) Tasa de impuesto a la renta	35
d) Anticipo de impuesto a la renta.....	36
e) Dividendos en efectivo.....	36
f) Impuesto a la Salida de Divisas (ISD).....	36
g) Reformas tributarias.....	37
h) Otras reformas tributarias aplicables a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos	38
i) Precios de transferencia	39
8. Inventarios	39
9. Cuentas por cobrar	41
10. Efectivo y equivalentes de efectivo	41
11. Instrumentos financieros por categoría.....	41
12. Inversión de la Casa Matriz	42
a) Capital asignado	42
b) Reserva de capital	42
c) Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF	43
13. Provisiones	43
(1) Obligaciones por retiro de bienes	43
(2) Pasivo oneroso por ship or pay.....	44
14. Obligaciones por beneficios post empleo.....	45
a) Reserva para jubilación patronal.....	46
b) Desahucio.....	47
15. Impuestos por cobrar y pagar	47
16. Cuentas por pagar	48
(1) Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	48
(2) Participación a trabajadores	48
(3) Provisiones de costos y gastos.....	49

17. Compañías relacionadas	49
18. Ingresos	51
19. Costos y gastos por naturaleza.....	51
20. Otros ingresos.....	52
21. Otros gastos.....	53
22. Gastos financieros	53
23. Contingencias	53
(a) Deducibilidad de intereses.....	53
(b) Ship or pay.....	54
(c) Precio de referencia.....	54
(d) Litigios laborales	54
24. Detalle de garantías entregadas	55
25. Contratos	56
26. Riesgos financieros.....	57
(a) El riesgo de crédito	57
(b) El riesgo de liquidez	58
(c) Gestión del capital de riesgo.....	58
(d) Riesgo jurídico, político, y social	59
27. Eventos subsecuentes	59

Informe de los auditores independientes

A Andes Petroleum Ecuador Ltd.:

1. Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador**, (una sucursal de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Barbados que a su vez es subsidiaria de Andes Petroleum Company Limited- BVI) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2012, y el correspondiente estado de resultados integrales, de cambios en la inversión de Casa Matriz y su 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 razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.
5. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

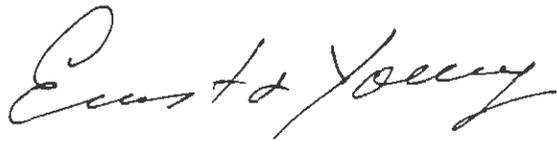
Informe de los auditores independientes (continuación)

Opinión

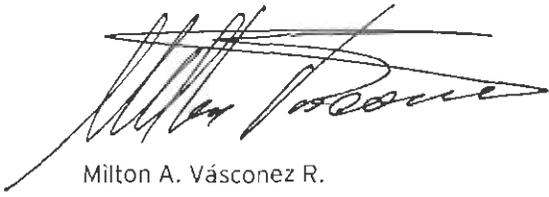
6. En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el párrafo 1 presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de **Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador** al 31 de diciembre de 2012, y los resultados de sus operaciones, los cambios en la inversión de la Casa Matriz y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.

Asuntos de énfasis

7. Sin calificar nuestra opinión, llamamos la atención a la Nota 3 a los estados financieros adjuntos, durante el año terminado al 31 de diciembre de 2012, la Sucursal determinó ajustes que afectan a los saldos de años anteriores y como resultado de dichos ajustes, los importes comparativos para el período anterior se han modificado siguiendo los lineamientos establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera.



RNAE No. 462



Milton A. Vásquez R.
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
26 de abril de 2013

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estado de situación financiera

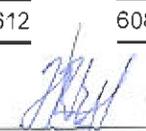
Al 31 de diciembre de 2012

Expresados en Dólares de los E.U.A.

	Notas	<u>2012</u>	<u>2011</u>
(Restablecido Nota3)			
Activos			
Activos no corrientes:			
Inversiones de exploración	4	53,481,654	15,330,685
Inversiones de producción y desarrollo, neto	5	397,786,629	388,271,243
Otras propiedades y equipos, neto	6	4,541,526	4,903,099
Activo por impuesto a la renta diferido	7	35,764,887	32,707,177
Otros activos	11	11,340,151	7,202,360
Total activos no corrientes		<u>502,914,847</u>	<u>448,414,564</u>
Activos corrientes:			
Inventarios	8	18,435,209	18,299,520
Gastos anticipados		1,002,448	1,025,189
Cuentas por cobrar	9	99,447,813	108,902,809
Efectivo y equivalentes de efectivo	10,11	104,168,295	31,482,636
Total activos corrientes		<u>223,053,765</u>	<u>159,710,154</u>
Total activos		<u>725,968,612</u>	<u>608,124,718</u>
Pasivos e inversión de la Casa Matriz			
Inversión de la Casa Matriz			
Capital asignado	12	2,000	2,000
Resultados acumulados		89,341,468	30,021,120
Total Inversión de la Casa Matriz	12	<u>89,343,468</u>	<u>30,023,120</u>
Pasivos			
Pasivos no corrientes:			
Provisiones	13	351,508,907	352,500,182
Obligaciones por beneficios post empleo	14	6,157,790	4,777,146
Total pasivos no corrientes		<u>357,666,697</u>	<u>357,277,328</u>
Pasivos corrientes:			
Impuestos por pagar	15	25,765,232	20,457,118
Cuentas por pagar	16	167,821,803	152,512,972
Compañías relacionadas	17	84,930,772	47,854,180
Sobregiro bancario	10,11	440,640	-
Total pasivos corrientes		<u>278,958,447</u>	<u>220,824,270</u>
Total pasivos		<u>636,625,144</u>	<u>578,101,598</u>
Total pasivo e inversión de la Casa Matriz		<u>725,968,612</u>	<u>608,124,718</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.

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estado de resultados integrales

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2012

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	2012	2011
			(Restablecido Nota3)
Ingresos	18	452,940,695	473,462,967
Costo de producción	19	(205,248,245)	(194,435,682)
Utilidad bruta		247,692,450	279,027,285
Otros ingresos	20	9,584,765	15,241,262
Otros gastos	21	(16,852,413)	(9,688,665)
Gastos administrativos	19	(65,875,146)	(66,221,731)
Utilidad operativa		174,549,656	218,358,151
Gastos financieros	22	(38,536,206)	(38,639,257)
Utilidad antes de impuesto a la renta		136,013,450	179,718,894
Impuesto a la renta	7	(35,784,010)	(54,533,618)
Utilidad del año		100,229,440	125,185,276



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.

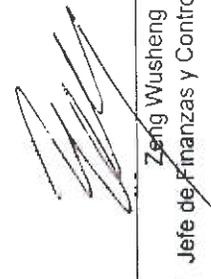
Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2012
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Resultados acumulados				
	Capital asignado	Ajustes de primera Adopción	Reserva de Capital	Utilidades Retenidas	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2010	2,000	(274,557,870)	180,918,237	321,550,341	227,910,708
Menos:					
Ajuste por restablecimiento de estados financieros (Nota 3)	-	-	-	(323,074,864)	(323,074,864)
Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Restablecido Nota 3)	<u>2,000</u>	<u>(274,557,870)</u>	<u>180,918,237</u>	<u>(1,524,523)</u>	<u>(95,164,156)</u>
Más:					
Utilidad del año	-	-	-	125,185,276	125,185,276
Saldo al 31 de diciembre de 2011	<u>2,000</u>	<u>(274,557,870)</u>	<u>180,918,237</u>	<u>123,660,753</u>	<u>30,021,120</u>
Más (menos):					
Utilidad del año	-	-	-	100,229,440	100,229,440
Dividendos pagados (Nota 12 (d))	-	-	-	(40,909,092)	(40,909,092)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>2,000</u>	<u>(274,557,870)</u>	<u>180,918,237</u>	<u>183,981,101</u>	<u>89,341,468</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.

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estado de flujos de efectivo

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2012
Expresados en Dólares de E.U.A.

Notas	<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(Restablecido Nota 3)
Flujos de efectivo netos de actividades de operación:		
Utilidad antes de impuesto a la renta	136,013,450	179,718,894
Ajustes para conciliar la utilidad antes de impuesto a la renta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación-		
Depreciación, amortización y agotamiento	19 96,659,067	88,606,259
Costos financieros de la provisión para abandono de campos	22 3,400,725	2,318,120
Actualización cálculo de pasivo oneroso	13 29,027,595	4,537,341
Efecto financiero pasivo oneroso (1)	13 (29,589,552)	(22,068,176)
Jubilación patronal y desahucio	14 1,380,644	982,152
Variación en capital de trabajo		
Variación de activos – (aumento) disminución		
Inventarios	(135,689)	10,708,446
Cuentas por cobrar	9,454,996	(36,418,822)
Gastos prepagados	22,741	1,408,849
Variación de pasivos – aumento (disminución)		
Cuentas por pagar	10,312,629	(19,794,987)
Compañías relacionadas	37,076,592	(261,290)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>293,623,198</u>	<u>209,736,786</u>
Impuesto a la renta pagado	<u>(38,148,791)</u>	<u>(59,345,917)</u>
Efectivo neto provisto de actividades de operación	<u>255,474,407</u>	<u>150,390,869</u>

(1) Incluye el gasto financiero del año y el uso de la provisión del pasivo oneroso (Nota 13).

 _____ 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.

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estado de flujos de efectivo

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2012
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	<u>2012</u>	<u>2011</u>
			<small>(Restablecido Nota 3)</small>
Flujos de efectivo en actividades de inversión:			
Adiciones en inversiones de exploración	4	(38,150,969)	(15,330,685)
Adiciones en inversiones de producción y desarrollo y otras propiedades y equipos	5, 6	(100,307,994)	(82,458,420)
Baja de activos fijos	6	276,459	-
Incremento en otros activos		(4,137,792)	-
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		<u>(142,320,296)</u>	<u>(97,789,105)</u>
Flujo de efectivo en actividades de financiamiento:			
Pagos a Casa Matriz		-	(154,301,000)
Dividendos pagados		(40,909,092)	-
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento		<u>(40,909,092)</u>	<u>(154,301,000)</u>
Incremento (decremento) neto en efectivo		72,245,019	(101,699,236)
Saldos al comienzo del año		31,482,636	133,181,872
Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo	10	<u>103,727,655</u>	<u>31,482,636</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.

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2012

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. ENTIDAD REPORTANTE

Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador es una Sucursal de Andes Petroleum Ecuador Ltd. constituida en Barbados 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 en el año de 1973 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.

Contrato de Prestación de servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque Tarapoa

El 23 de noviembre de 2010 (y vigente a partir del 1 de enero 2011), la Sucursal firmó oficialmente el nuevo Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos con el Estado 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 a la ejecución de las actividades contenidas en el Plan de Actividades con sus inversiones estimadas asociadas
- La tarifa acordada para la prestación del servicio fue de 35 por barril en el Bloque Tarapoa. 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

De conformidad con el Anexo J del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), las Partes acordaron que a partir de la Fecha Efectiva, el Pago a la Contratista se efectuará 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 el ingreso disponible no es suficiente para cubrir el pago de la tarifa, el saldo faltante mensual se acumula durante el mes o año fiscal pertinente hasta que el ingresos disponibles sea suficientes en cuyo caso la Secretaria debe realizar el pago. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaria a la terminación del Contrato, se extinguirá. De conformidad con lo acordado, la Secretaria de Hidrocarburos, por el año terminado al 31 de diciembre de 2012, realizó el pago a la Contratista en especie (petróleo crudo) de conformidad con el procedimiento de levantes del Contrato.

La tarifa puede ser ajustada por inflación o producto de la incorporación de un factor de corrección por efecto de modificaciones contempladas en la cláusula dieciocho del Contrato.

La Sucursal está sujeta al cumplimiento de actividades de inversión comprometidas las cuales se resumen en el anexo B del contrato, la no ejecución de estas actividades implicará la reliquidación en el pago a la Sucursal de los valores equivalentes a las inversiones no ejecutadas.

La administración considera que la Sucursal ha cumplido con todos términos y condiciones acordados por las Partes en el Contrato de Prestación de Servicios suscrito con la Secretaria de Hidrocarburos.

- Bajo el nuevo Contrato, la Sucursal incrementó el área de contrato en 57,580 hectáreas adicionales de extensión en el bloque Tarapoa y ha logrado una extensión del plazo hasta el 31 de diciembre de 2025. Conforme a las regulaciones legales del Ecuador, en caso de terminación del contrato de Prestación de Servicios en el Bloque Tarapoa, 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 del contrato sean revertidos al Estado ecuatoriano, 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 los porcentajes de los impuestos aplicables, creación de nuevos impuestos, eliminación de impuestos
 - b) Cambios en las leyes relacionadas con el cálculo de la Base Imponible para el cálculo de impuesto a la renta.
 - c) Cambios en la tasa de la participación a 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, eliminación o modificación de gravámenes, regalías, primas de entrada, derechos superficiales, pagos de compensación y/o cualquier otro tipo de gravamen, contribuciones o participaciones no tributarias.
 - h) Reducción de la tasa máxima de producción.
 - i) Cambios en el régimen monetario (dólares estadounidenses).
- La Sucursal es responsable, dentro del área del contrato, del cumplimiento de las obligaciones, compromisos y condiciones ambientales previstas en la Ley Aplicable y deberá responder por los daños tanto sociales como ambientales que pueda causar por la prestación de los servicios objeto del Contrato.
- La Sucursal tenía que realizar una auditoría socio – ambiental dentro del primer año del Contrato. En relación con este requerimiento, y una vez que el Ministerio del Ambiente (MAE) aprobó en el mes de diciembre del año 2011 los términos de referencia de la auditoría para el Bloque Tarapoa, considerando el área anterior y el área nueva, la Sucursal contrató a la consultora la cual efectuó la mencionada auditoría tanto para el área operada como para la añadida. El informe borrador se encuentra listo, una vez que se discutieron con la consultora las pruebas de descargo para cerrar las no conformidades. La Sucursal ha preparado una presentación al Gobierno previo al envío del informe definitivo, la cual se espera efectuarla en los próximos días.
- Los pasivos identificados en la auditoría socio – ambiental y que se originen en la ejecución del Contrato de Prestación de Servicios por parte de la Sucursal deberán ser asumidos por ésta. Para los años subsecuentes, se requiere de una auditoría cada 2 años y 2 años antes de que finalice el Contrato. El Estado ecuatoriano es responsable de la ejecución de programas de desarrollo sostenible.

Notas a los estados financieros (continuación)

- La producción del Bloque Tarapoa será transportada a través del Oleoducto de Crudos Pesados - OCP a una tarifa de 1.436 por barril que será pagada por el Estado ecuatoriano a la Sucursal, quien posee una participación de 36.26% en el Oleoducto de Crudos Pesados - OCP.
- La Sucursal renuncia a todo reclamo, demanda o indemnización que pudiere plantear contra el Ecuador, la Secretaría de Hidrocarburos y EP Petroecuador y/o sus antecesoras, con ocasión o como consecuencia del Contrato Original, los Contratos Modificatorios Anteriores y la celebración y entrada en vigencia de este Contrato Modificatorio. Se exceptúa de esta renuncia el derecho a la defensa y reacción de la Contratista contra todos aquellos actos del Ecuador, la Secretaría, EP PETROECUADOR y/o sus antecesoras, que se produzcan con posterioridad a la Fecha Efectiva y que sean derivados del Contrato Original o de los Contratos Modificatorios Anteriores. La Sucursal podrá ejercer todas las acciones administrativas, judiciales y/o arbitrales, incluyendo los reclamos o demandas o indemnizaciones como consecuencia directa de dichos actos posteriores a la Fecha Efectiva que sean derivados del Contrato Original o de los Contratos Modificatorios Anteriores. Se exceptúan también las acciones judiciales y administrativas iniciadas antes de la Fecha Efectiva de este Contrato. También se exceptúan los valores que como consecuencia de los procesos judiciales y administrativos se vuelvan exigibles a favor de la Sucursal Contratista, y aquellos valores que consten en contratos, convenios o acuerdos suscritos entre la Sucursal y cualquier entidad del Estado ecuatoriano que se encuentren vigentes a la Fecha de Vigencia.

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), vigentes al 31 de diciembre de 2012.

Los estados financieros han sido preparados sobre la base del costo histórico, con excepción de los beneficios a empleados post – empleo que son valorizados en base a métodos actuariales. 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 las 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.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 del Bloque Tarapoa tiene una calidad media de 22.06 ° API, la misma que se transporta por el OCP 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 2012 y 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 otras propiedades y equipos, podrían verse afectados por cambios en estimaciones de los flujos de efectivo 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.
- La provisión del pasivo oneroso por ship or pay podría variar cuando los cambios en las estimaciones afecten la proyección de los barriles de crudo producidos de los Bloques Tarapoa, 14 y 17, que se van a transportar por el Oleoducto de Crudos Pesados – OCP.

Notas a los estados financieros (continuación)

- El reconocimiento y el valor en libros de los activos diferidos de impuesto a la renta podría cambiar debido a los cambios en los criterios sobre la existencia de dichos activos y en las 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 evaluación requiere un criterio para determinar la probabilidad que existan beneficios económicos futuros ya sea de 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 sugiera que la recuperación de los gastos sea 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 información nueva.

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 efectivo 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 efectivo internos son en gran medida independientes de los otros activos.

Notas a los estados financieros (continuación)

d) Costos de abandono

Los costos de abandono serán incurridos por la Sucursal al final de cada contrato para algunas de las 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 5 años.
- La tasa de inflación que ha sido aplicada a los costos de abandono fue del 5.08%
- La tasa de descuento que ha sido aplicada al pasivo de abandono fue de 5.71%

En el año 2012 la Sucursal consideró cambiar la estimación de los años de descuento de los activos que no se encuentran operativos, de dos años en el 2011 a 5 años en el año 2012, debido a que durante el año 2012 la auditoría ambiental no tuvo el avance que la Administración esperaba, por ello los trabajos de abandonos se han visto retrasados, por tanto, de acuerdo con un nuevo cronograma de abandono que efectuó la Administración, ha definido que 5 años como descuento sería su mejor estimación.

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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 efectivo futuros. Dichas estimaciones de ganancias gravables futuras se basan en los flujos de efectivo 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 sobre la aplicación de las leyes tributarias existentes en cada jurisdicción. En la medida en que los flujos de efectivo 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 reportado. Los cambios futuros que podrían surgir en ley tributaria ecuatoriana podrían 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 períodos 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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:

Notas a los estados financieros (continuación)

- 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. Si cualquiera de las anteriores condiciones no se cumple, los costos de perforación o el costo de los pozos estratigráficos son cargados a resultados.
- 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 periodo 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 reconocidos como un gasto

Notas a los estados financieros (continuación)

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" a 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.).

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 período 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.

ii. Otras propiedades y equipos

Las otras propiedades y equipos se registran al costo histórico menos la depreciación. El costo histórico incluye los desembolsos 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	3 - 5 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 Estado ecuatoriano 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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 efectivo descontados que se esperan obtener como resultado de la 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 efectivo 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 efectivo 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 período sobre el que se informa.

d) **Efectivo definido como colateral de garantías emitidas (otros activos)**

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 con los asuntos que estos se encuentran garantizando.

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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 2012, 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.

Las compras o ventas de activos financieros que requiera la entrega de activos dentro de un período de tiempo establecido por regulación o convenio en un mercado (regular y de negociantes libres) son reconocidas en la fecha en que se negocian, por ejemplo, la fecha en que la Sucursal se compromete a la compra o venta del activo.

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:

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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; (a) se hayan transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo; o (b) 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.
- 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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 la

Notas a los estados financieros (continuación)

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 transacción directamente atribuibles.

A la fecha de los estados financieros, la Sucursal clasifica sus instrumentos financieros de pasivo 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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, otras inversiones de corto plazo de alta liquidez a sus vencimientos originales de meses o menos y los sobregiros bancarios. Los sobregiros bancarios se muestran en los pasivos corrientes en el Estado de Situación. Esta política contable fue incluida con el fin de clarificar las revelaciones del estado de flujo de efectivo.

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 efectivo estimados para liquidar la obligación presente, su valor en libros es el valor presente de dichos flujos de efectivo.

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

i. Pasivo oneroso

Las obligaciones presentes derivadas del contrato oneroso son reconocidas y medidas como provisiones. Un contrato oneroso es considerado cuando la Sucursal tiene una obligación bajo la cual los costos de cumplir con las obligaciones del contrato, exceden los beneficios económicos que se esperan recibir por el mismo.

ii. 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.

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

i) **Obligaciones por beneficios post empleo**

La Sucursal mantiene beneficios por concepto de jubilación patronal y desahucio, definidos por las leyes laborales ecuatorianas y se registran con cargo a resultados del ejercicio y su pasivo representa el valor presente de la obligación a la fecha del estado de situación financiera, y que se determina anualmente en base a estudios actuariales realizados por un perito independiente, usando el método de unidad de crédito proyectada. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando la tasa de interés determinada por el perito.

Las suposiciones para determinar el estudio actuarial incluyen determinaciones de tasas de descuento, variaciones en los sueldos y salarios, tasas de mortalidad, edad, género, años de servicio, incremento en el monto mínimo de las pensiones jubilares, entre otros. Debido al largo plazo que caracteriza a la reserva para obligaciones por beneficios post empleo, la estimación está sujeta a variaciones que podrían ser importantes. El efecto, positivo o negativo sobre las reservas derivadas por cambios en las estimaciones, se registra directamente en resultados.

j) **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.

k) **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 ingresos ordinarios se presentan netos del impuesto al valor agregado, devoluciones, rebajas y descuentos, después de eliminar las ventas dentro de la Sucursal.

Tarifa de servicio

Conforme al nuevo contrato de prestación de servicios vigente desde el 1 de enero de 2011, la tarifa de servicio será pagada por el Estado ecuatoriano en especie o en efectivo. Para el reconocimiento de

Notas a los estados financieros (continuación)

los ingresos, la Sucursal reconoce el ingreso relacionado a la tarifa acordada en forma mensual conforme a los volúmenes de producción fiscalizados de petróleo.

l) 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 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.

m) 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.

n) 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 ecuatoriano para su posterior inversión en las comunidades

Notas a los estados financieros (continuación)

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).

En cumplimiento de la normativa laboral, la Sucursal unifica la participación a trabajadores de todas las entidades que conforman el Grupo Andes Petroleum (PetroOriental S.A. – Consorcio Petrolero Bloque 17 e Inmocastle S.A.

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 ecuatoriano.

o) Impuestos

i. 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.

ii. 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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 período

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. No se han identificado normas o interpretaciones nuevas o modificadas que tengan un impacto en la situación financiera, resultados, y revelaciones o políticas contables establecidas por la Sucursal. Las principales modificaciones listadas a continuación no tienen impacto en los Estados financieros:

- *NIC 12- Impuestos a las ganancias (revisada)*

La enmienda aclara la determinación del impuesto diferido sobre las propiedades de inversión

Notas a los estados financieros (continuación)

medidas a valor razonable y se introduce una presunción refutable de que el impuesto diferido sobre la propiedad de inversión medida usando el modelo del valor razonable de la NIC 40 debe ser determinada sobre la base de que su importe en libros se recuperará a través de la venta. Incluye el requisito de que el impuesto diferido sobre activos no depreciables que se miden utilizando el modelo de revalorización de la NIC 16, siempre se deben medir sobre la base de la venta. La modificación es efectiva para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2012. La Compañía no tiene activos de estas características por lo que no tiene ningún impacto en la presentación de sus estados financieros.

- *NIIF 7- Instrumentos financieros- Revelaciones. Mejora de los requisitos de revelación de baja en cuentas*

La enmienda requiere revelaciones adicionales sobre los activos financieros que se han transferido pero no dado de baja para que el usuario de los estados financieros de la Compañía entienda la relación con los activos que no han sido dados de baja y sus pasivos asociados. Además, la enmienda requiere revelaciones sobre la implicación continuada de la entidad en los activos dados de baja para permitir a los usuarios evaluar la naturaleza y los riesgos asociados con esa participación. La modificación es efectiva para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de julio de 2011. La Compañía no tiene activos de estas características por lo que no tiene ningún impacto en la presentación de sus estados financieros.

2.4 Normas internacionales emitidas aún no vigentes

Las normas emitidas aún no vigentes a la fecha de emisión de los estados financieros de la Sucursal se listan a continuación:

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 19 Beneficios a empleados

El IASB ha emitido numerosas actualizaciones a la NIC 19. Estas 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

NIC 27 Estados financieros separados (revisada en 2011)

Como consecuencia de la nueva NIIF 10 y la NIIF 12, 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. Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador revisará esta norma y la aplicará a partir del año 2013.

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.

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 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.

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 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.

Otras normas emitidas aún no efectivas a la fecha de emisión de los estados financieros de la Sucursal y que la Gerencia considera que no serán aplicables en el futuro para la Sucursal, se detallan a continuación:

Notas a los estados financieros (continuación)

Normas	Fecha efectiva
NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (revisada en 2011)	1 de enero de 2013
NIC 32- Compensación de activos y pasivos financieros	1 de enero de 2014
NIC 34 - Información financiera interna	1 de enero de 2013
NIIF 1 - Préstamos del Gobierno	1 de enero de 2013
NIIF 7 - Compensación de activos y pasivos financieros	1 de enero de 2013
NIIF 10 - Estados financieros consolidados	1 de enero de 2013
NIIF 11 Negocios conjuntos	1 de enero de 2013
CNIIF 20 - Costos de desmonte en la fase de producción en una mina a cielo abierto	1 de enero de 2013
NIC 16 - Clasificación de equipo auxiliar	1 de enero de 2013

3. RESTABLECIMIENTO DE ESTADOS FINANCIEROS

Durante el año 2012, la Administración identificó ciertos ajustes que afectan a los años anteriores y, como resultado, los saldos comparativos para el período anterior se han modificado siguiendo los lineamientos establecidos por la Norma Internacional de Contabilidad No. 8 (Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores). Los ajustes reconocidos por la Sucursal que modifican los resultados de años anteriores corresponden a:

Registro inicial

- (i) Reconocimiento de la porción no deducible del pasivo oneroso como registro inicial al 1 de enero de 2011 en los libros contables de la Sucursal, lo cual ocasiona una disminución de los resultados acumulados y un incremento en el saldo de provisiones, en el rubro del pasivo oneroso por 323,074,864.

Reconocimiento posterior (Año 2011)

- (ii) Reconocimiento de la actualización financiera de la porción no deducible del pasivo oneroso lo cual incrementa el gasto financiero y el pasivo oneroso en 32,945,083.
- (iii) Actualización de la porción no deducible del pasivo oneroso originado por cambios en las variables, lo cual incrementa disminuye el rubro de otros ingresos y el pasivo oneroso en 26,309,114.
- (iv) Reconocimiento de una cuenta por pagar a Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Barbados (Casa Matriz) por el gasto de transporte no deducible reconocido por ella en el año 2011 48,083,113, lo cual disminuye la cuenta por cobrar con partes relacionadas (Casa Matriz) en 7,279,113 e incrementa las cuentas por pagar con partes relacionadas en 40,759,000. Esta situación disminuye el pasivo oneroso en 48,083,113.
- (v) Incremento de la porción corriente del pasivo oneroso presentado en cuentas por pagar. Esta situación genera un incremento en las cuentas por pagar y una disminución del pasivo oneroso de 60,180,281.

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>Naturaleza</u>		<u>Débitos</u>	<u>Créditos</u>
Gasto financiero	Resultados	(ii)	32,945,083	-
Otros ingresos	Resultados	(iii)	26,309,114	-
Cuentas por pagar	Pasivo corriente	(v)	-	60,180,281
Compañías relacionadas por cobrar	Activo corriente	(iv)	-	7,279,113
Compañías relacionadas por pagar	Pasivo corriente	(iv)	-	40,759,000
Provisiones	Pasivo no corriente	(ii) (ii) (iii) (iv)(v)	-	274,110,667
Resultados acumulados	Patrimonio	(i)	323,074,864	-
			<u>382,329,061</u>	<u>382,329,061</u>

El estado de situación financiera del año 2011 ha sido restablecido de la siguiente manera:

	<u>Estado de situación financiera como fue reportado 2011</u>	<u>Ajustes efectuados para el restablecimiento</u>	<u>Estado de situación financiera restablecido 2011</u>
Activos			
Activos no corrientes	448,414,564	-	448,414,564
Activos corrientes	166,989,267	(7,279,113)	159,710,154
Total activos	<u>615,403,831</u>	<u>(7,279,113)</u>	<u>608,124,718</u>
Inversión de la Casa Matriz			
Inversión de la Casa Matriz	412,352,181	(382,329,061)	30,023,120
Pasivos corrientes:			
Pasivos no corrientes	83,166,661	274,110,667	357,277,328
Pasivos corrientes	119,884,989	100,939,281	220,824,270
Total pasivos	<u>203,051,650</u>	<u>375,049,948</u>	<u>578,101,598</u>
Total pasivo e inversión de la Casa Matriz	<u>615,403,831</u>	<u>(7,279,113)</u>	<u>608,124,718</u>

El estado de resultados integrales del año 2011 ha sido restablecido de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	Estado de resultados integrales como fue reportado 2011	Ajustes efectuados para el restablecimie nto	Reclasificación (1)	Estado de resultados integrales restablecido 2011
Ingresos (1)	479,479,255	-	(6,016,288)	473,462,967
Costo de operación	(194,435,682)	-	-	(194,435,682)
Utilidad bruta	285,043,573	-	(6,016,288)	279,027,285
Otros ingresos	32,122,971	(26,309,114)	9,427,405	15,241,262
Otros gastos	(6,277,548)	-	(3,411,117)	(9,688,665)
Gastos administrativos	(66,221,731)	-	-	(66,221,731)
Utilidad operativa	244,667,265	(26,309,114)	6,016,288	218,358,151
Gastos financieros	(5,694,174)	(32,945,083)	-	(38,639,257)
Utilidad antes de impuesto a la renta	238,973,091	(59,254,197)	-	179,718,894
Impuesto a la renta	(54,533,618)	-	-	(54,533,618)
Utilidad del año	184,439,473	(59,254,197)	-	125,185,276

(1) Corresponde a una reclasificación efectuada por presentación, de la venta de crudo del sublevante efectuada al Oleoductos de Crudos Pesados - OCP en el año 2011 que fue revelada como un ingreso neto en ese año, cuando debió revelarse como "otros ingresos". Por efecto de dicha venta se generan también costos asociados, los mismos que fueron reclasificados como "otros gastos".

El Estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz del año 2011 ha sido restablecido de la siguiente manera:

	Estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz como fue reportado 2011	Ajustes efectuados para el restablecimiento	Estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz 2011 Restablecido
		Años anteriores	Año 2011
Capital asignado	2,000	-	-
Ajustes de primera Adopción	(274,557,870)	-	-
Reserva de Capital	180,918,237	-	-
Utilidades retenidas	505,989,814	(323,074,864)	(59,254,197)
Total	412,352,181	(323,074,864)	(59,254,197)
			30,023,120

Notas a los estados financieros (continuación)

4. INVERSIONES DE EXPLORACION

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 las inversiones de exploración estaban formadas como sigue:

	<u>Tarapoa</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2011	15,330,685
Adiciones (1)	38,150,969
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>53,481,654</u>

De acuerdo con actividades comprometidas establecidas en el Contrato de Prestación de Servicios mencionado en la Nota 1, durante los años 2012 y 2011 la Sucursal ha incurrido en gastos de exploración, los cuales han sido capitalizados luego de la evaluación técnica de que aquellas inversiones han sido consideradas como exitosas. Al 31 de diciembre de 2011 dichas inversiones se encontraban en evaluación. Al 31 de diciembre de 2012 está pendiente por parte de la Sucursal la obtención del plan de desarrollo para poder ser reconocido como inversiones de producción y desarrollo por un aproximado de 33 millones. El valor restante aún se encuentra en evaluación.

(1) Las adiciones efectuadas durante el año 2012 estuvieron relacionadas con los campos Esperanza, Colibrí, Chorongo, Mahogany, Marian, Dorine Norte y Tarapoa oeste, localizados en el Bloque Tarapoa. Por el año 2011 la inversión en exploración corresponde a perforación exploratoria y gastos en instalaciones en los campos Esperanza, Colibrí y Chorongo.

5. INVERSIONES DE PRODUCCIÓN Y DESARROLLO, NETO

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 los movimientos de las inversiones de producción y su amortización fueron como sigue:

	<u>Tarapoa</u>
Saldo al 31 de Diciembre de 2010	375,961,492
Adiciones, netas	80,736,876
Obligación por retiro de bienes (Nota 13)	18,753,840
Amortización del año (Nota 19)	<u>(87,180,965)</u>
Saldo al 31 de Diciembre de 2011	388,271,243
Adiciones, netas	98,689,668
Obligación por retiro de bienes (Nota 13)	5,781,345
Amortización del año (Nota 19)	<u>(94,955,627)</u>
Saldo al 31 de Diciembre de 2012	<u>397,786,629</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

Los gastos de amortización por los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011 han sido registrados como costo de producción en el estado de resultados integrales. (Ver Nota 19)

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 2012 y 2011 no se ha determinado una pérdida por deterioro del valor de los activos para el Bloque Tarapoa.

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

Supuestos:	2012	2011
Tarifa de servicio (en US\$)	35.00	35.00
Tasa de descuento	12.00%	12.00%
<u>Cálculo:</u>		
Valor presente neto	737,452,879	878,717,240
Valor neto en libros de las inversiones y otros activos y equipos menos trabajos en proceso	397,586,365	373,401,333
Diferencia	<u>339,866,514</u>	<u>505,315,907</u>

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:

Notas a los estados financieros (continuación)

Cálculo de la tarifa de acuerdo al precio WTI:

	<u>Bloque Tarapoa</u>
Precio mínimo WTI	54.00
Diferencial	(6.00)
Precio mínimo de referencia (Napo)	48.00
Ajuste de calidad	1.93
Precio por bloque	49.93
25% margen de soberanía	(12.48)
Costo de transporte	(1.44)
Ley 10	(1.00)
Gastos de venta	(0.01)
Ingreso disponible	35.00
Tarifa	35.00
Diferencia	0.00

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 la certificación final del especialista se encuentra pendiente para el año 2012, sin embargo, la Administración considera que no habrá cambios respecto a las cifras finales. Las reservas del año 2011 fueron certificadas por el especialista.

	Reservas probadas desarrolladas en miles de barriles	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Bloque Tarapoa	44,717	52,176

6. OTRAS PROPIEDADES Y EQUIPOS

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 los movimientos de otras propiedades y equipos fueron como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	Terrenos	Vehículos y equipo pesado	Muebles y enseres y equipo de campo	Equipos de computación y comunicación	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2010	<u>512,607</u>	<u>444,993</u>	<u>2,076,825</u>	<u>1,572,423</u>	<u>4,606,848</u>
Adiciones	-	533,556	122,758	1,065,231	1,721,545
Depreciación del año (Nota 19)	-	(122,834)	(657,928)	(644,532)	(1,425,294)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	<u>512,607</u>	<u>855,715</u>	<u>1,541,655</u>	<u>1,993,122</u>	<u>4,903,099</u>
Adiciones	416,769	62,835	173,787	964,935	1,618,326
Bajas	(255,535)	(20,058)	(866)	-	(276,459)
Depreciación del año (Nota 19)	-	(189,336)	(545,323)	(968,781)	(1,703,440)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>673,841</u>	<u>709,156</u>	<u>1,169,253</u>	<u>1,989,276</u>	<u>4,541,526</u>

El gasto de depreciación por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 fue 1,703,440 y 1,425,294, respectivamente, el cual ha sido registrado en el rubro de gastos administrativos en el estado de resultados integrales.

7. IMPUESTO A LA RENTA CORRIENTE Y DIFERIDO

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el gasto de impuesto a la renta se encontraba compuesto por:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Impuesto corriente (Nota 15)	38,841,720	50,263,470
Impuesto diferido	(3,057,710)	4,270,148
Gasto de impuesto a la renta	<u>35,784,010</u>	<u>54,533,618</u>

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 2012 y 2011 es como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Utilidad antes de impuestos	136,013,450	179,718,894
Impuesto a la renta Ecuador al 23% (2011: 24%)	31,283,094	43,132,535
Diferencias permanentes:		
Efecto de pasivo oneroso	11,261,302	7,321,747
Impuesto diferido de pasivo oneroso	(7,312,745)	-
Efecto financiero de la provisión para abandono de campos	782,167	556,349
Ajuste por cambio de tasa	-	1,127,714
Provisión sublevante de crudo	-	817,463
Ajuste impuesto a la renta año 2010	-	409,893
Otros	(229,808)	1,167,917
Total gasto de impuesto a la renta	<u>35,784,010</u>	<u>54,533,618</u>

Los movimientos del impuesto a la renta diferido durante los años 2012 y 2011 fueron:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Saldo al inicio del año	32,707,177	36,977,325
Registrado al ingreso (gasto) del año	3,057,710	(4,270,148)
Saldo al final del año	<u>35,764,887</u>	<u>32,707,177</u>

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	Obsoles- cencia de inventarios	Certificados del Corpei	Base fiscal del valor de inversiones en exceso del valor en libros	Sublevante de crudo	Provisión jubilación patronal y desahucio	Obligación por retiro de bienes	Provisión cobrabilidad bajo levante	Contribución para la investigación científica	Plan de ahorro	Pasivo oneroso	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2010	<u>878,963</u>	<u>34,519</u>	<u>28,487,846</u>	<u>2,806,452</u>	<u>168,811</u>	<u>4,600,734</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>36,977,325</u>
Cargo a resultados del año	<u>506,873</u>	<u>(34,519)</u>	<u>(3,852,167)</u>	<u>(2,806,452)</u>	<u>70,920</u>	<u>1,061,423</u>	<u>-</u>	<u>783,774</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(4,270,148)</u>
Saldo a Diciembre 31, 2011	<u>1,385,836</u>	<u>-</u>	<u>24,635,679</u>	<u>-</u>	<u>239,731</u>	<u>5,662,157</u>	<u>-</u>	<u>783,774</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>32,707,177</u>
Cargo a resultados del año	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(4,488,294)</u>	<u>(15,465)</u>	<u>42,005</u>	<u>(1,024,876)</u>	<u>1,739,828</u>	<u>(783,774)</u>	<u>275,541</u>	<u>7,312,745</u>	<u>3,057,710</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>1,385,836</u>	<u>-</u>	<u>20,147,385</u>	<u>(15,465)</u>	<u>281,736</u>	<u>4,637,281</u>	<u>1,739,828</u>	<u>-</u>	<u>275,541</u>	<u>7,312,745</u>	<u>35,764,887</u>

Activo por impuesto diferido por unidad fiscal al 31 de diciembre de 2012 y 2011 fue como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Inventario obsoleto	1,385,836	1,385,836
Obligación por retiro de bienes	4,637,281	5,662,157
Sublevante de crudo / Valuacion de inventarios de crudo	(15,465)	-
Provisión cobrabilidad bajo levante	1,739,828	-
Exceso de base fiscal de inversiones al valor en libros	20,147,385	24,635,679
Provisión jubilación patronal y desahucio	281,736	239,731
Contribución para la investigación científica	-	783,774
Plan de ahorro	275,541	-
Pasivo oneroso	7,312,745	-
Total	<u>35,764,887</u>	<u>32,707,177</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 Sucursal, 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. El Servicio de Rentas Internas ha auditado a la Sucursal hasta el año 2008.

A la fecha, el Servicio de Rentas Internas tiene el derecho de revisar el impuesto a la renta del año 2009 al 2012.

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 gravables la tasa del impuesto a la renta vigente.

Las sociedades nuevas que se constituyan están exoneradas del pago del impuesto a la renta por el período de cinco años, siempre y cuando las inversiones nuevas y productivas se realicen fuera de las jurisdicciones urbanas de los cantones Quito y Guayaquil y dentro de ciertos sectores económicos.

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-

Las tasas del impuesto a la renta son las siguientes:

<u>Año fiscal</u>	<u>Porcentaje</u>
2011	24%
2012	23%
2013 en adelante	<u>22%</u>

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)

Notas a los estados financieros (continuación)

tendrán una rebaja adicional de 5 puntos porcentuales en la tasa del impuesto a la renta

d. Anticipo de impuesto a la renta-

El anticipo de impuesto a la renta para compañías petroleras es calculado por el 50% del impuesto a la renta determinado del ejercicio inmediato anterior menos las retenciones del impuesto a la renta que le hayan efectuado.

e. Dividendos en efectivo-

Constituyen ingresos 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 una retención en la fuente adicional del impuesto a la renta.

f. Impuesto a la Salida de Divisas (ISD)-

El impuesto a la salida de divisas, grava a lo siguiente:

- La transferencia o traslado de divisas al exterior.
- Los pagos efectuados desde el exterior, inclusive aquellos realizados con recursos financieros en el exterior de la persona natural o la sociedad o de terceros.
- Las importaciones pendientes de pago registradas por más de doce (12) meses.
- Las exportaciones de bienes y servicios generados en el 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.
- A partir del 24 de noviembre de 2011, el Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) se incrementó del 2% al 5%.

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

- 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 emitido por el Comité de Política Tributaria.

g. Reformas tributarias-

En el Suplemento al Registro Oficial No. 847 del 10 de diciembre de 2012, se expidió la Ley Orgánica de Redistribución de los Ingresos para el Gasto Social, mediante la cual se reformó la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (LORTI) y la Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria, los principales cambios son los siguientes:

- **Impuesto a la renta-**

Se excluyó a las instituciones financieras privadas, cooperativas de ahorro y crédito y similares de la reducción en la tasa de impuesto a la renta de 10 puntos porcentuales sobre el monto reinvertido en los términos y condiciones que establece la LORTI y se aclaró que tienen derecho a este beneficio las organizaciones del sector financiero popular y solidario y a las mutualistas de ahorro y crédito para la vivienda.

Para la determinación del anticipo de impuesto a la renta se realizaron los siguientes cambios:

- Únicamente las organizaciones del sector financiero popular y solidario sujetas al control de la Superintendencia de Economía Popular y Solidaria y asociaciones mutualistas de ahorro y crédito para la vivienda, no considerarán en el cálculo del anticipo los activos monetarios.
 - Las instituciones financieras privadas y compañías emisoras y administradoras de tarjetas de crédito, sujetas al control de la Superintendencia de Bancos y Seguros, excepto las asociaciones mutualistas de ahorro y crédito para la vivienda, pagarán por concepto de anticipo de impuesto a la renta el 3% de los ingresos gravables del ejercicio anterior.
- **Impuesto al Valor Agregado (IVA)-**
Se grava con tarifa 12% a los servicios financieros.
 - **Impuesto a la Salida de Divisas (ISD)-**
Los pagos por Impuesto a la Salida de Divisas (ISD), susceptibles de ser considerados como crédito tributario para el pago del impuesto a la renta que no hayan sido utilizados en el ejercicio fiscal en que se generaron o respecto de los cuatro ejercicios fiscales posteriores, podrán ser objeto de devolución por parte del Servicio de Rentas Internas (SRI).

Notas a los estados financieros (continuación)

- **Impuesto a los Activos en el Exterior**

Se considera hecho generador de este impuesto:

- La tenencia a cualquier título de fondos disponibles en entidades domiciliadas fuera del territorio nacional, sea de manera directa o a través de subsidiarias afiliadas u oficinas en el exterior del sujeto pasivo; y,
- Las inversiones en el exterior de entidades reguladas por el Consejo Nacional de Valores.
- Se incrementa la tarifa del impuesto del 0.084% al 0.25% mensual. Cuando la captación de fondos o las inversiones que se mantengan o realicen a través de subsidiarias ubicadas en paraísos fiscales o regímenes fiscales preferentes o a través de afiliadas u oficinas en el exterior, la tarifa será del 0.35%.

h. 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:

- **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 ecuatoriano 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 ecuatoriano realice en el país a las contratistas de prestación de

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

i. Precios de transferencia

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el estudio de precios de transferencia requerido por disposiciones legales vigentes se encuentra en proceso. Sin embargo, de acuerdo con la Administración de la Sucursal y sus asesores legales, no existirán ajustes por precios de transferencia.

8. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el inventario estaba formado como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Petróleo crudo en líneas y contenedores (1)	6,023,382	9,172,703
Materiales y repuestos:		
En bodegas	18,796,109	18,015,758
En tránsito	2,365,865	816,409
	<u>27,185,356</u>	<u>28,004,870</u>
(Menos)		
Provisión para obsolescencia (2)	(6,299,256)	(6,299,256)
Provisión sublevante de crudo (Nota 21) (3)	(2,450,891)	(3,406,094)
	<u>18,435,209</u>	<u>18,299,520</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2012, y 2011 representan 115,019 (189,387 en 2011) barriles no levantados valuados al costo de producción de aproximadamente 42 por barril que incluye el costo de producción anual más regalías, impuestos y tarifa de transporte.

Notas a los estados financieros (continuación)

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2012 y 2011 incluye un total de 205,061 barriles de crudo de seguridad nacional y SOTE valuados a un costo de producción aproximado de 20 por barril.

- (2) El movimiento de la provisión para obsolescencia para los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011 fue como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Saldo inicial	6,299,256	3,821,579
Más:		
Adiciones (Nota 21):	-	2,477,677
Saldo Final	<u>6,299,256</u>	<u>6,299,256</u>

El costo de los inventarios reconocidos como gastos e incluidos en el costo de producción fue de 14,886,906 (20,521,297 en el año 2011)

- (3) Al 31 de diciembre del 2012 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 en el año 2011.

El movimiento de la provisión de sublevante de crudo para los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011 fue como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Saldo inicial	3,406,094	-
Más (menos):		
Adiciones (Nota 21):	-	3,406,094
Baja por venta de crudo (i)	(955,203)	-
Saldo Final	<u>(2,450,891)</u>	<u>3,406,094</u>

- (i) Se genera a consecuencia de una venta local de 74,368 barriles de petróleo crudo que se efectuó entre la Sucursal y su relacionada Oleoducto de Crudos Pesados – OCP. (Nota 20). Con lo que los barriles de crudo que constituyen la provisión disminuyeron.

Notas a los estados financieros (continuación)

9. CUENTAS POR COBRAR

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 las cuentas por cobrar estaban formadas de la siguiente manera:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(Restablecido Nota 3)
Secretaría de Hidrocarburos (1) (Nota 11)	43,674,689	34,274,215
IVA por recuperar (2) (Nota 11)	14,440,204	14,514,641
Compañías relacionadas (Ver Notas 11 y 17)	40,366,821	58,792,340
Préstamos y avances a empleados	874,083	408,555
Otros (Nota 11)	92,016	913,058
	<u>99,447,813</u>	<u>108,902,809</u>

(1) Corresponde a la cuenta por cobrar por la tarifa de servicios relativa a la producción de petróleo crudo en el Bloque Tarapoa.

(2) La Sucursal mantiene por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos, el crédito tributario del impuesto al valor agregado (IVA) pagados en importaciones y compras locales de bienes y servicios bajo el contrato de participación (efectivo hasta el 31 de diciembre de 2010). A la fecha de emisión de los estados financieros la Sucursal ha obtenido la liquidación de dicho IVA del Servicio de Rentas Internas – SRI y de acuerdo con el criterio de la administración y sus asesores, dicho crédito tributario será recuperado en su totalidad.

10. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Para propósitos del estado de flujos de efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye el efectivo en caja y bancos neto de los sobregiros bancarios. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 una reconciliación del efectivo y equivalentes de efectivo al final del año, presentado en el estado de flujos de efectivo es como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Efectivo en caja y bancos (Nota 11)	104,168,295	31,482,636
Sobregiros bancarios (Nota 11)	(440,640)	-
	<u>103,727,655</u>	<u>31,482,636</u>

11. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

Un detalle por tipo y antigüedad de los activos y pasivos financieros de la Sucursal es como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	2012		2011	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
				(Restablecido Nota3)
Activos financieros medidos al (valor nominal				
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 10)	-	104,168,295	-	31,482,636
Activos financieros medidos a costo amortizado (3)				
Cuentas por cobrar (Nota 9) (1)	-	98,573,730	-	108,494,254
Otros activos (2)	11,340,151	-	7,202,360	-
Total activos financieros	11,340,151	202,742,025	7,202,360	139,976,890
Pasivos financieros medidos al valor nominal				
Sobregiros bancarios (Nota 10)	-	440,640	-	-
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 17) (1)	-	81,556,899	-	40,759,000
Pasivos financieros medidos a costo amortizado (3)				
Cuentas por pagar (Nota 16) (1)	-	15,443,379	-	15,063,123
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 17)	-	3,373,873	-	7,095,180
Total pasivos financieros	-	100,814,791	-	62,917,303

- (1) Los activos y pasivos financieros no generan intereses que conlleven a una utilidad o pérdida debido a su condición de corrientes.
- (2) Incluye un total de 10,983,017 de garantías mantenidas con la Compañía Seguros Confianza a favor del Servicio de Rentas Internas – SRI como colateral de los litigios que mantiene la Sucursal con este ente regulador (Nota 24) y un total de 357,134 de certificados por cobrar al CORPEI.
- (3) Se reconocen a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado pues no generan intereses y son pagaderos hasta en 90 días.

12. INVERSIÓN DE LA CASA MATRIZ

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 de capital

El saldo de la reserva de capital no se encuentra disponible para ser distribuida como utilidad o para pagar el capital suscrito y no pagado. Esta reserva podría ser capitalizada por el exceso de las pérdidas acumuladas o las pérdidas corrientes, si las hubiere. Este monto será reembolsado a los accionistas en caso de liquidación de la Sucursal.

Notas a los estados financieros (continuación)

c) 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 274,557,870 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.

c) Pago de dividendos

Al 31 de diciembre de 2012 la Sucursal pagó dividendos a su Casa Matriz Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Barbados por 40,909,092, según instrucción del Presidente Ejecutivo de la Casa Matriz de fecha 28 de diciembre de 2012.

13. PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 las provisiones estaban formadas como sigue:

	Obligación por retiro de bienes (1)	Pasivo oneroso por ship or pay (2)	Total
Saldo al 31 de diciembre del 2010 (Restablecido Nota 3)	37,754,401	314,330,652	352,085,053
Registrado en inversiones de producción (Nota 5)	18,753,840	-	18,753,840
Actualización financiera (Nota 22)	2,318,120	36,321,137	38,639,257
Actualización del pasivo oneroso (Nota 20)	-	4,537,341	4,537,341
Uso del pasivo oneroso aplicado a otros ingresos (Nota 20)	-	(10,351,200)	(10,351,200)
Uso del pasivo oneroso aplicado al gasto de capacidad de transporte	-	(48,038,113)	(48,038,113)
Reclasificación porción corriente	-	(3,125,996)	(3,125,996)
Saldo al 31 de Diciembre del 2011 (Restablecido Nota 3)	58,826,361	293,673,821	352,500,182
Registrado en inversiones de producción (Nota 5)	5,781,345	-	5,781,345
Actualización financiera (Nota 22)	3,400,725	35,135,481	38,536,206
Actualización del pasivo oneroso (Nota 21)	-	29,027,595	29,027,595
Uso del pasivo oneroso aplicado a otros gastos (Nota 21)	-	(15,200,895)	(15,200,895)
Uso del pasivo oneroso aplicado al gasto de capacidad de transporte	-	(49,524,138)	(49,524,138)
Reclasificación porción corriente	-	(9,611,388)	(9,611,388)
Saldo al 31 de Diciembre del 2012	68,008,431	283,500,476	351,508,907

(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 110,671,859 (60,502,642 en el año 2011) el cual ha sido

Notas a los estados financieros (continuación)

descontado a una tasa de 5.71% (5.80% en el año 2011), la cual refleja el costo del dinero a través del tiempo. Al 31 de diciembre del 2012, la obligación ha sido actualizada de acuerdo al siguiente plan para abandono de campos:

	Tarapoa
Se utilizará en 5 años	51,362,189
Se utilizará en 13 años	59,309,670
Provisión para abandono de campos, sin descuento	110,671,859
Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 5.71%	<u>68,008,431</u>

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

	Tarapoa
Se utilizará en 2 años	40,773,767
Se utilizará en 14 años	48,898,561
Provisión para abandono de campos, sin descuento	89,672,328
Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 5.80%	<u>58,826,361</u>

(2) Pasivo oneroso por ship or pay-

La provisión efectuada toma en cuenta el valor presente de la obligación del ship or pay con OCP Ecuador de los flujos posteriores al año 2012 y hasta el año 2018 (fecha en que el contrato de transporte finaliza).

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el cálculo del pasivo oneroso fue como sigue:

	2012	2011
		(Restablecido Nota 3)
Barriles de petróleo crudo pendientes de transportar, según estimado de producción, por el tiempo remanente de la concesión	228,403,848	267,087,702
Tarifa estimada de transporte usada (a)	2.42	2,17
Obligación total de la Sucursal con OCP	552,578,571	579,580,313
Menos ingreso estimado por contrato de transporte con el Estado (b)	62,103,328	66,327,897
Flujo de caja neto	490,475,243	513,252,416
Tasa de descuento usada para determinar el valor presente	9.50%	9.50%
Valor presente de la obligación neta del contrato de ship or pay con OCP	359,697,629	360,259,586
(Menos) porción corriente del pasivo oneroso (Nota 16)	76,197,153	66,585,765
	<u>283,500,476</u>	<u>293,673,821</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

- (a) La variación en la tarifa de transporte entre los años 2012 y 2011 estuvo relacionada con el efecto del impuesto a la salida de divisas del 5% que la Sucursal debe pagar en cada desembolso efectuado al Oleoducto de Crudos Pesados - OCP. Este impuesto generó un incremento en la tarifa efectiva que fue considerada para valorar el pasivo oneroso. El efecto del impuesto a la salida de divisas no fue considerado en el año 2011 puesto que los pagos fueron hechos directamente por Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Barbados (Casa Matriz) la cual se encuentra localizada en Barbados. Sin embargo, desde el año 2013 estos pagos serán efectuados directamente por la Sucursal la cual se encuentra localizada en Ecuador.
- (b) El ingreso estimado fue calculado tomando en cuenta la tarifa de transporte acordada con el Estado ecuatoriano (1.436 por barril) multiplicada por la producción estimada de los Bloques Tarapoa, 14 y 17.

14. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 las obligaciones por beneficios post empleo se formaban como sigue:

		<u>2012</u>	<u>2011</u>
Jubilación patronal	(a)	4,482,652	3,447,929
Desahucio	(b)	1,675,138	1,329,217
		<u>6,157,790</u>	<u>4,777,146</u>

Durante los años 2012 y 2011 los movimientos de las obligaciones por beneficios post empleo fueron como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Saldo inicial	4,777,146	3,794,994
Más		
Provisiones	1,380,644	982,152
Saldo final	<u>6,157,790</u>	<u>4,777,146</u>

Las provisiones por los años 2012 y 2011 fueron registradas como parte de los gastos administrativos en el estado de resultados integrales.

Las hipótesis actuariales utilizadas para los ejercicios 2012 y 2011 son las siguientes:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Tasa de descuento	7,00%	7,00%
Tasa esperada de incremento salarial	3,00%	3,00%
Tasa de incremento de pensiones	2,50%	2,50%
Tabla de mortalidad e invalidez	Tabla IESS 2002	Tabla IESS 2002
Tasa de rotación	8,90%	8,90%
Vida laboral promedio remanente	7.6	7.7

El cálculo de los beneficios post empleo lo realiza un actuario externo calificado usando variables y estimaciones de mercado relacionadas con la metodología de los cálculos actuariales.

a) Reserva para jubilación patronal-

Mediante resolución publicada en el Registro Oficial No. 421 del 28 de enero de 1983, la Corte Suprema de Justicia dispuso que los trabajadores tienen derecho a la jubilación patronal mencionada en el Código del Trabajo, sin perjuicio de la que les corresponda según la Ley de Seguro Social Obligatorio. De conformidad con lo que menciona el Código del Trabajo, los empleados que por veinticinco años o más hubieren prestado servicios continuada o interrumpidamente, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores.

Adicionalmente, los empleados que a la fecha de su despido hubieren cumplido veinte años, y menos de veinticinco años de trabajo continuo o interrumpido tendrán derecho a la parte proporcional de dicha jubilación.

Con fecha 2 de julio de 2001 en el Suplemento al Registro Oficial No. 359 se publicó la reforma al Código del Trabajo, mediante el cual se aprobaron los montos mínimos mensuales por pensiones jubilares.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el saldo de la reserva para jubilación patronal cubre el 100% del valor determinado en el estudio actuarial.

La siguiente tabla resume los componentes del gasto de la reserva para jubilación patronal reconocida en el estado de resultados integral y su movimiento durante el año:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Saldo inicial	3,447,929	2,954,846
Gastos operativos del período:		
Costo del servicio en el período actual	593,492	537,728
Costo financiero	241,355	192,065
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida en la provisión	279,960	(93,249)
Efecto en reducciones y liquidaciones anticipadas	(80,084)	(143,461)
Saldo final	<u>4,482,652</u>	<u>3,447,929</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

b) Desahucio-

De acuerdo con el Código del Trabajo, la Sucursal tiene un pasivo contingente por desahucio con los empleados y trabajadores que se separen bajo ciertas circunstancias. Una parte de este pasivo probablemente no será exigible por la separación voluntaria de algunos empleados.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el saldo de la reserva para desahucio cubre el 100% del valor establecido en el estudio actuarial.

La siguiente tabla resume los componentes del gasto de beneficio por desahucio reconocido en el estado de resultados integral y su movimiento durante el año:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Saldo inicial	1,329,217	840,148
Gastos operativos del período:		
Costo del servicio en el período actual	194,368	208,378
Costo financiero	92,605	59,913
Beneficios pagados	(62,022)	(47,796)
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida en la provisión	120,970	268,574
Saldo final	<u>1,675,138</u>	<u>1,329,217</u>

15. IMPUESTOS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 los impuestos por pagar estaban formados como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Impuesto a la renta por pagar (1)	16,520,405	15,827,476
Impuesto al valor agregado por pagar	1,954,364	1,698,169
Retenciones de impuestos por pagar	7,290,463	2,931,473
	<u>25,765,232</u>	<u>20,457,118</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 la reconciliación del impuesto por pagar es como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Impuesto corriente (Nota 7)	38,841,720	50,263,470
Impuesto a la renta años anteriores	-	(409,893)
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta recibidas	<u>(22,321,315)</u>	<u>(34,026,101)</u>
Impuesto renta por pagar	<u>16,520,405</u>	<u>15,827,476</u>

16. CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, las cuentas por pagar estaban formadas de la siguiente manera:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(Restablecido Nota 3)
EP Petroecuador:		
Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo (1)	9,690,972	9,153,750
Diferencia de calidad en planta topping	1,746,414	1,746,414
Otros	<u>189,387</u>	<u>189,389</u>
Subtotal	<u>11,626,773</u>	<u>11,089,553</u>
Participación a trabajadores a pagar a empleados (Ver Nota 19) (2)	5,961,131	7,331,428
Participación trabajadores a pagar al Estado (Ver Nota 19) (2)	23,844,524	29,325,711
Costos y gastos provisionados (3)	32,226,902	22,273,970
Cuentas por pagar (Nota 11)	15,443,379	15,063,123
Porción corriente de pasivo oneroso (Nota 13)	76,197,153	66,585,765
Otras cuentas por pagar	<u>2,521,941</u>	<u>843,420</u>
	<u>167,821,803</u>	<u>152,512,970</u>

(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-

La Sucursal, para el pago de la participación de utilidades a sus trabajadores, conforme a la autorización del Ministerio de Trabajo, unifica las utilidades, con las utilidades que conforman un mismo grupo económico.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

(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:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Inversiones de capital	23,004,464	12,474,761
Costos directos	2,959,044	2,682,036
Costos indirectos	2,725,266	3,941,869
Otros	3,538,128	3,175,304
	<u>32,226,902</u>	<u>22,273,970</u>

17. COMPAÑÍAS RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 los saldos con compañías relacionadas estaban formados de la siguiente manera:

Cuentas por cobrar (Nota 9):

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(Restablecido Nota3)
Andes Petroleum Company Limited – BVI (1)	36,470,929	55,739,479
Consortio Petrolero Bloque 17 (2)	1,765,904	1,245,044
Consortio Petrolero Bloque 14 (2)	1,335,747	1,024,523
Inmocastle S.A.	8,332	15,381
CNPC International Overseas Ma	17,997	-
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	767,912	767,913
	<u>40,366,821</u>	<u>58,792,340</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.

(2) Las operaciones de los dos Consortios son efectuadas por PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador.

Notas a los estados financieros (continuación)

Cuentas por pagar (Nota 11):

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(Restablecido Nota3)
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	3,317,657	7,038,908
Innocastle S.A.	56,216	56,272
Andes Petroleum Ltd. (Barbados)	81,556,899	40,759,000
	<u>84,930,772</u>	<u>47,854,180</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 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 2012 y 2011 fueron como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
<u>Andes Petroleum Company Limited.:</u>		
Cesión de derechos de comercialización de petróleo crudo de la Sucursal a Andes Petroleum Co. Ltd.	448,839,462	436,108,399
<u>Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Barbados)</u>		
Dividendos pagados (Ver Nota 12 (d))	40,909,091	-
<u>Servicios prestados (1)</u>		
Consortio Petrolero Bloque 14	8,961,699	7,660,764
Consortio Petrolero Bloque 17	11,422,486	9,370,240
Innocastle S.A.	74,833	72,971
<u>Servicios recibidos</u>		
Innocastle S.A. (2)	699,279	678,219
Capacidad garantizada de transporte de petróleo crudo por el Oleoducto de crudos pesados OCP	87,692,368	81,570,634
<u>Oleoducto de crudos pesados – OCP S.A. – Sucursal Ecuador</u>		
Venta de petróleo crudo (Nota 20)	<u>7,214,663</u>	<u>9,367,711</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

- (1) Corresponde a servicios administrativos y de recursos humanos facturados a sus compañías relacionadas.
(2) Corresponde al arrendamiento de oficinas y vehículos por parte de sus compañías relacionadas.

Las transacciones con compañías relacionadas durante los años 2012 y 2011, se han realizado en condiciones acordadas entre las partes.

18. INGRESOS

El ingreso por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 estaba formado de la siguiente manera:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ingreso por tarifa de servicios (Nota 1)	428,534,260	449,996,192
Ingreso por transporte (Nota 1 y 25)	24,406,435	23,466,775
	<u>452,940,695</u>	<u>473,462,967</u>

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2012 y 2011, los barriles producidos y el ingreso total reconocido por la tarifa de servicio estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Barriles producidos	12,083,877	12,857,034
Tarifa US\$	35.46	35
Ingresos por servicios	<u>428,534,260</u>	<u>449,996,192</u>

19. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA

Los costos y gastos por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Costo de producción	205,248,245	194,435,682
Gastos administrativos	65,875,146	66,221,731
	<u>271,123,391</u>	<u>260,657,413</u>

El detalle de los gastos por naturaleza es como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Consumo de inventarios (Nota 8)	14,886,906	20,521,297
Participación a trabajadores a pagar a empleados (3%) (Nota 16)	5,961,131	7,331,428
Participación trabajadores a pagar al Estado (12%) (Nota 16)	23,844,524	29,325,711
Beneficios sociales empleados	45,358,054	39,330,490
Servicios subcontratados	39,535,204	39,865,401
Cargos por depreciación y amortización (Notas 5 y 6) (1)	96,659,067	88,606,259
Gasto capacidad de transporte, neto de utilización	38,168,230	35,676,827
Otros	6,710,275	-
	<u>271,123,391</u>	<u>260,657,413</u>

(1) Cargos por depreciación y amortización-

Un detalle de la depreciación y amortización fue como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Amortización de inversiones de producción (Nota 5)	86,692,064	87,180,965
Baja de activos de producción y desarrollo (Nota 5)	8,263,563	-
Depreciación de propiedad, planta y equipo (Nota 6)	1,703,440	1,425,294
	<u>96,659,067</u>	<u>88,606,259</u>

20. OTROS INGRESOS

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2012 y 2011 los otros ingresos estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Actualización y utilización de pasivo oneroso, neto (Nota 13)	-	5,813,859
Ingreso por venta de petróleo crudo (1) (Nota 17)	7,214,663	9,367,711
Venta de chatarra	1,127,500	-
Otros	1,242,602	59,692
	<u>9,584,765</u>	<u>15,241,262</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde a una venta local de 74,368 (98,257 en el año 2011) barriles de petróleo crudo que se efectuó entre la Sucursal y su relacionada Oleoducto de Crudos Pesados - OCP a un precio de 97 más IVA por barril (95 en el año 2011).

Notas a los estados financieros (continuación)

21. OTROS GASTOS

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2012 y 2011 los otros gastos estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(Restablecido Nota3)
Actualización y utilización de pasivo oneroso, neto (Nota 13)	13,826,700	-
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta del crudo (1)	2,727,266	3,351,141
Provisión sublevante de crudo (Nota 8)	-	3,406,094
Provisión para obsolescencia de inventarios (Nota 8)	-	2,477,677
Otros	298,447	453,753
	<u>16,852,413</u>	<u>9,688,665</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. Este valor es un efecto de la venta de crudo efectuada por la Sucursal al Oleoducto de Crudos Pesados – OCP en los años 2012 y 2011.

22. GASTOS FINANCIEROS

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2012 y 2011 los gastos financieros estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(Restablecido Nota3)
Actualización financiera de la obligación por retiro de bienes (Nota 13)	3,400,725	2,318,120
Actualización financiera del pasivo oneroso (Nota 13)	35,135,481	36,321,137
	<u>38,536,206</u>	<u>38,639,257</u>

23. CONTINGENCIAS

a) Deducibilidad de intereses (*)

La Sucursal ha impugnado las actas de determinación por impuesto a la renta de los años 2001 a 2006, donde se glosa la deducibilidad de intereses sobre préstamos obtenidos de compañías del exterior.

Notas a los estados financieros (continuación)

El efecto total de impuestos al 31 de diciembre de 2012 para este asunto sería de 102,000,000 aproximadamente, incluyendo intereses y recargos.

De acuerdo al criterio de la administración y de sus asesores legales, la Sucursal tiene argumentos suficientes para apoyar su posición. La resolución final de la Corte Nacional de Justicia para los años 2001 y 2002 fue resulta en contra. La Sucursal presentó una Acción de Protección Extraordinaria ante la Corte Constitucional y fue admitida el 9 de enero del 2013; sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros, la resolución final es incierta.

b) Ship or pay (*)

De acuerdo con las Actas de Determinación de impuesto a la renta del Servicio de Rentas Internas (SRI), el pago de Ship or pay relacionado con la capacidad garantizada que tiene Andes en el OCP es un gasto no deducible (capacidad total de 108,000 barriles). El efecto total de impuestos al 31 de diciembre de 2012 para este asunto sería 163.000 miles (incluye montos de años determinados y no determinados por el SRI, la participación en los beneficios y los efectos de los intereses). Las Actas de Determinación emitidas por el SRI han sido impugnadas por la Sucursal. Hasta la fecha de la emisión de los Estados Financieros no existe una resolución final y en firme. De acuerdo con la Gerencia y el criterio de sus asesores legales, la Sucursal tiene todos los argumentos suficientes para desvirtuar ésta glosa; sin embargo la fecha de la resolución final es incierta.

c) Precio de referencia (*)

De acuerdo al contrato de Participación los ingresos de las Compañías es la participación en Barriles de crudo que deben estar valoradas para impuesto a la renta al precio más alto entre el precio de venta según la factura y el precio de referencia. El Precio de referencia emitido por EP Petroecuador en una base mensual, y es un promedio de las ventas externas realizadas por EP Petroecuador. En esta comparación, el SRI considera que las empresas petroleras deberían utilizar el precio de referencia correspondiente al mes anterior a la venta y no el precio de referencia del mismo mes del embarque que son de calidad equivalente al precio de venta del embarque. El efecto fiscal de las Actas de Determinación por los años 2003 hasta 2008 es de 81,000,000 (incluye efecto de la valoración del ingreso, banco de calidad y de la recuperación del IVA petrolero). El valor de la contingencia utilizando la interpretación del SRI para el período 2003-2010 sería de 84,000,000 (incluye cantidades de años revisados y no revisados por el SRI, 15% participación laboral y el efecto de intereses). La Sucursal considera que el procedimiento utilizado por el SRI no es legal y esta afirmación está impugnada en la corte. De acuerdo con la Gerencia y el criterio de sus asesores legales, la Sucursal tiene todos los argumentos suficientes para desvirtuar esta glosa; sin embargo la fecha de la resolución final es incierta.

d) Litigios Laborales (*)

Como consecuencia de las resoluciones emitidas por la Corte Constitucional, varios empleados externos, se organizaron para presentar reclamos contra la Sucursal, ante los Tribunales del Trabajo (Quito y Lago

Notas a los estados financieros (continuación)

Agrio), ya que consideran que tienen derecho a solicitar el reparto del 15% participación a trabajadores por los años del 2006 al 2011. La Sucursal enfrenta cerca de 400 reclamos relacionadas con este asunto, por un monto aproximado de 27,200,000

En la actualidad la mayoría de los juicios que se litigan en la Corte de Quito están a la espera de resoluciones de primera y segunda instancia. En el caso de los reclamos realizados en Lago Agrio todos han sido resueltos favorablemente a la Sucursal en primera y segunda instancia y han sido presentados en la Corte Nacional. De acuerdo con la Gerencia y el criterio de sus asesores legales, la Sucursal tiene todos los argumentos suficientes para desvirtuar estos juicios; sin embargo la fecha de la resolución final 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 2011. 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 los años 2000-2010.

En febrero de 2012, los auditores de la ARCH notificaron al Representante Legal de la Sucursal el informe final para el año 2011. De acuerdo con la ley, la Sucursal está 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.

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).

(*) Estas contingencias también fueron aplicables para los estados financieros emitidos al 31 de diciembre de 2011.

24. DETALLE DE GARANTIAS ENTREGADAS

Al 31 de Diciembre de 2012 y 2011 la Sucursal mantiene garantías por 16,292,259 (9,289,225 en el año 2011) emitidas por bancos locales, que se detallan como sigue:

- A favor del Tribunal Distrital de lo Fiscal por 13,170,567 (8,113,941 en el año 2011) para cubrir garantías de juicios pendientes con el Servicio de Rentas Internas – SRI. Este valor incluye las garantías por 10,983,017 (7,202,360 en el año 2011) registradas por la Sucursal como “otros activos”.
- A favor del Ministerio del Ambiente por 2,871,426 (910,818 en el año 2011) 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 del Bloque Tarapoa. Estas garantías son renovables automáticamente cada año, por el tiempo de operación en cada campo.

Notas a los estados financieros (continuación)

- A favor del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) por 111,500 en los años 2012 y 2011 para garantizar el cumplimiento del plan de manejo ambiental en la instalación y utilización de las plantas de generación eléctrica del Bloque Tarapoa. Estas garantías son renovables automáticamente cada año, por el tiempo de uso de dichas plantas.
- A favor de la Corporación Aduanera Ecuatoriana – CAE por 138,766 (152,966 en el año 2011) como depósito en garantía para desaduanizar importaciones de la Sucursal.

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

25. CONTRATOS

Contrato de transporte de petróleo crudo-

A través de Decreto Ejecutivo 969 publicado en Registro Oficial No. 210 el 23 de noviembre del 2000, el Presidente de la República autorizó la construcción del oleoducto de crudos pesados (OCP) y su operación para la prestación del servicio público de transporte de hidrocarburos. El 15 de febrero del 2001, se suscribió el Contrato para la Construcción y Operación del Oleoducto de Crudos Pesados y Prestación del Servicio Público de Transporte de Hidrocarburos entre la compañía Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador S.A.- OCP y el Ministerio de Minas y Petróleo. La Sucursal, Andes Petroleum Ecuador Ltd. (antes AEC Ecuador Ltd., y después conocida como City Investing Company Limited), y Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. son las Partes del Convenio de Transporte de 30 de enero del 2001 que fuera reformado el 29 de mayo del 2001 y el 31 de julio del 2001. De conformidad con el Convenio de Transporte, Andes Petroleum Ecuador Ltd. (“el Transportista Inicial”) mantiene la obligación “Ship-or-Pay” por 108,000 barriles de petróleo crudo por día a 21.6°API (la “Capacidad Garantizada”) que implica la obligación por parte del Transportista Inicial de pagar la Tarifa Ship or Pay conforme a las regulaciones sobre tarifas sin perjuicio de que dichos volúmenes de petróleo crudo o una parte de ellos sea ofertada transportada a través del oleoducto de crudos pesados. En base a la Resolución de los Accionistas de enero 1, 2011 a través de la cual Andes Petroleum Ecuador Ltd (Barbados) resolvió asumir el costo de transporte correspondiente al petróleo crudo no transportado por el OCP bajo la capacidad reservada de Andes Petroleum Ecuador Ltd., la Sucursal ha solicitado a OCP Ecuador S.A. la implementación del procedimiento de facturación respectivo a fin de implementar la Resolución de Acciones indicada. OCP Ecuador S.A. expresó vía email que dicho procedimiento será implementado.

Contrato de uso de capacidad reservada de transporte por el OCP-

Al 28 de Diciembre de 2010, la Sucursal firmó un acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos, relacionado con el uso de la capacidad reservada de transporte a través del OCP. En este acuerdo, la Secretaría se compromete a usar la capacidad reservada de transporte de la Sucursal para el transporte de la producción de los Bloques Tarapoa, 14, y 17 o de un volumen equivalente a dicha producción.

Notas a los estados financieros (continuación)

La tarifa que debe pagar la Secretaría por cada barril efectivamente transportado a través del OCP (estación amazonas ubicada en Lago Agrio) será de 1.436, la cual será facturada por la Sucursal mensualmente. (Nota 18).

Acuerdo de prestación de servicios-

El 1 de febrero de 2003 la Sucursal celebró un acuerdo con PetroOriental S.A – Sucursal Ecuador (antes Vintage Oil Ecuador S.A.) mediante el cual la Sucursal se compromete a prestar servicios de nómina y recursos humanos, así como servicios generales de limpieza, cafetería y otros servicios administrativos, los cuales serán distribuidos a su entidad relacionada en función de tasas calculadas para cada tipo de servicio (nómina o servicios generales), tomando en cuenta el tiempo que ha incurrido cada empleado en cada una de las entidades que celebran dicho acuerdo. Dichos servicios serán facturados por la Sucursal mensualmente al costo que incurrió la Sucursal para prestar los servicios, sin ningún margen de ganancia, el cual es registrado como un crédito a las cuentas de costo y gasto. Dicho acuerdo tiene un tiempo de duración indefinido y puede ser terminado por cualquiera de las partes, notificando a la otra con 30 días de anticipación.

26. RIESGOS FINANCIEROS

La Sucursal está expuesta a riesgos financieros: riesgo de crédito, riesgo de liquidez, riesgo de gestión de capital y riesgos legales, políticos y sociales:

a) El riesgo de crédito

La Sucursal tiene derecho al Pago de una tarifa fija por concepto de la prestación de sus servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque Tarapoa de la Región Amazónica. Sin embargo, en razón de que la Secretaría de Hidrocarburos realiza el pago a la Sucursal con el Ingreso Disponible, en el evento de que dicho Ingreso Disponible no fuera suficiente para cubrir el pago de la Tarifa, el saldo faltante mensual se acumularía durante el mes o año fiscal pertinente hasta que el Ingresos Disponibles sea suficientes en cuyo caso la Secretaría debe realizar el pago. Cualquier diferencia acumulada, originada por insuficiencia del Ingreso Disponible, que no haya sido pagada por la Secretaria de Hidrocarburos, se extinguiría a la finalización del Contrato, produciendo un riesgo de no pago por los servicios prestados que afectaría la situación económica de la Sucursal.

Los instrumentos financieros de la Sucursal que están expuestos a la concentración del riesgo de crédito consisten principalmente en cuentas por cobrar comerciales. Dichas cuentas esta formadas principalmente por los saldos por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos por la tarifa de servicio pagada en especie (petróleo crudo) y que es exportada a Andes Company Limited - BVI por la Secretaria de Hidrocarburos , y cuentas por cobrar a EP Petroecuador por el acuerdo del pago de IVA originado en las compras realizadas por la Sucursal hasta el 31 de diciembre de 2010. La Sucursal está expuesta al riesgo en la medida en que dichos importes resultaren incobrables.

Notas a los estados financieros (continuación)

b) 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 los accionistas. Dichos presupuestos normalmente se confirman con los accionistas para evaluar las necesidades de fondos adicionales, si es necesario, para cumplir con sus obligaciones. En caso de ser necesario, los accionistas de la Sucursal deben asignar fondos adicionales 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 2012 y 2011:

	2012		2011	
	1 – 12 Meses	Más de 12 meses	1 – 12 meses	Más de 12 meses
Pasivos financieros				
Sobregiros bancarios (Nota 10)	440,640	-	-	-
Cuentas por pagar (Nota 16)	15,443,379	-	15,063,123	-
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 17) (1)	81,556,899	-	40,759,000	-
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 17)	3,373,873	-	7,095,180	-
Total pasivos financieros	100,814,791	-	62,917,303	-

(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.

c) 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

d) Riesgo jurídico, político, y social:

En la medida que se susciten cambios en materia jurídica, esto es, en la legislación hidrocarburífera, tributaria, societaria laboral, ambiental, entre otras, dichos cambios podrían producir efectos de diversa naturaleza no previstos en el Contrato al momento de su suscripción. Asimismo, las modificaciones en las estructuras políticas y decisiones gubernamentales podrían conllevar riesgos de trascendencia económica en el evento de que no se honre la voluntad original de las Partes en el Contrato. Finalmente, en el ámbito social, las expectativas particulares de comunidades asentadas en las áreas donde opera la Sucursal (Bloque Tarapoa - Región Amazónica) que no guarden relación con el objeto de la operación e interés común y que obstaculicen la ejecución normal de las actividades por parte de la Sucursal podrían redundar en pérdidas económicas en la ejecución del Contrato.

27. EVENTOS SUBSECUENTES

De acuerdo a la opinión de la administración, entre el 31 de Diciembre de 2012 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron eventos que pudieran tener un efecto importante en los estados financieros.