

Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador

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

Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador

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

Contenido

Informe de los Auditores Independientes

Estados Financieros

Estado de situación financiera

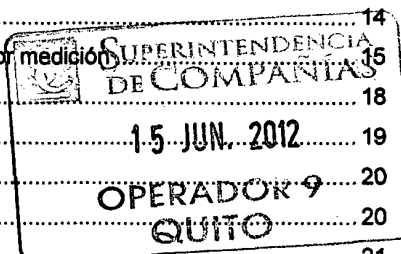
Estado de resultados integrales

Estado de cambios en la inversión de la casa matriz

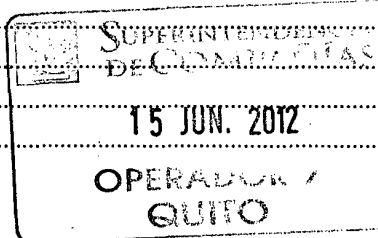
Estado de flujos de efectivo

Notas a los estados financieros

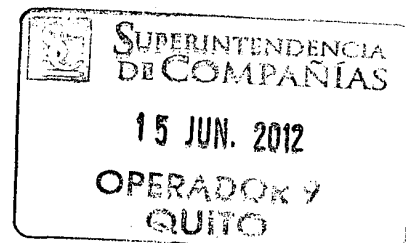
1. Entidad reportante	1
2. Bases de preparación	5
2.1. Uso de juicios, estimaciones y supuestos contables significativos	5
a) Reservas de crudo	6
b) Gastos de exploración y evaluación	6
c) Recuperación de inversiones de producción	7
d) Costos de abandono	7
e) Recuperación de activos diferidos de impuesto 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	11
c) Deterioro de activos no financieros	13
d) Efectivo definido como colateral de garantías emitidas	14
e) Inventarios	14
f) Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y posterior medición	15
g) Efectivo y equivalentes de efectivo	18
h) Provisiones	19
i) Obligaciones por beneficios post empleo	20
j) Pasivos contingentes y activos contingentes	20
k) Actividades de cobertura	21
l) Reconocimiento de ingresos	21



m) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	22
n) Costos de producción y transporte.....	22
o) Beneficios a los empleados.....	22
p) Impuestos.....	23
2.3. Cambios en las políticas contables y revelaciones.....	25
2.4. Normas internacionales emitidas aún no vigentes.....	26
3. Primera aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.....	29
3.1. Reconciliación del estado cambios en la Inversión de la Casa Matriz.....	31
3.2. Reconciliación de la utilidad neta según PCGA – Ecuador con el resultado integral bajo NIIF.....	32
3.3. Reconciliación del estado de flujos de efectivo.....	33
3.4. Ajustes por diferencias entre los principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en Ecuador y las Normas Internacionales de Información Financiera -NIIF.....	33
a) Inversiones de producción y desarrollo.....	33
b) Impuestos diferidos.....	33
c) Inventario capitalizado.....	34
d) Valuación de inventario de crudo.....	34
e) Valuación de sublevante de crudo.....	34
f) Ajuste de costo de transporte.....	34
g) Reconocimiento de pasivo oneroso.....	34
4. Inversiones de exploración.....	35
5. Inversiones de producción y desarrollo, neto.....	35
6. Otras propiedades y equipos.....	37
7. Impuesto a la renta corriente y diferido.....	38
Otros aspectos tributarios.....	40
a) Situación fiscal.....	40
b) Determinación y pago del impuesto a la renta.....	40
c) Tasa de impuesto a la renta y exoneraciones.....	41
d) Dividendos en efectivo.....	41
e) Impuesto a la Salida de Divisas (ISD).....	41
f) Reformas tributarias.....	42
g) Otras reformas tributarias aplicables a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.....	43
h) Precios de transferencia.....	44
8. Inventarios.....	44
9. Cuentas por cobrar.....	45
10. Efectivo y equivalentes de efectivo.....	46
11. Instrumentos financieros por categoría.....	47
12. Inversión de la Casa Matriz.....	48
a) Capital asignado.....	48



b) Reserva de capital	48
c) Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF	48
13. Provisiones	48
(1) Obligaciones por retiro de bienes	49
(2) Pasivo oneroso por ship or pay	49
(3) Actualización pasivo oneroso	50
14. Obligaciones por beneficios post empleo	50
a) Reserva para jubilación patronal	51
b) Desahucio	52
15. Impuestos por cobrar y pagar	53
16. Cuentas por pagar	53
(1) Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	54
(2) Participación a trabajadores	54
(3) Provisiones de costos y gastos	54
17. Compañías relacionadas	55
18. Ingresos	57
19. Costos y gastos por naturaleza	57
20. Otros ingresos	58
21. Otros gastos	58
22. Gastos financieros	59
23. Contingencias	59
(a) Deducibilidad de intereses	59
(b) Ship or pay	59
(c) Precio de referencia	60
(d) Litigios laborales	60
24. Detalle de garantías entregadas	61
25. Contratos	61
26. Riesgos financieros	62
(a) El riesgo de crédito	63
(b) El riesgo de liquidez	63
(c) Gestión del capital de riesgo	64
(d) Riesgo jurídico, político, y social	64
27. Eventos subsecuentes	65



Informe de los auditores independientes

A Andes Petroleum Ecuador Ltd.:

Informe sobre los estados financieros

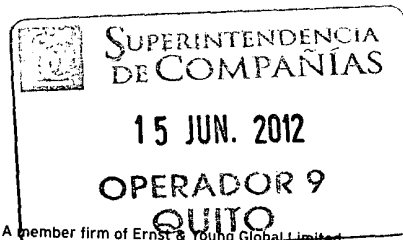
1. Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador**, (una subsidiaria de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Barbados que a su vez es subsidiaria de Andes Petroleum Company Limited- BVI) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre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

Responsabilidad de la gerencia sobre los estados financieros

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

Responsabilidad del auditor

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



Informe de los auditores independientes (continuación)

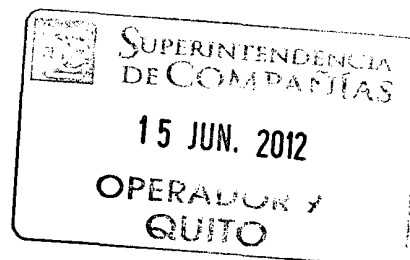
5. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

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 2011, 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

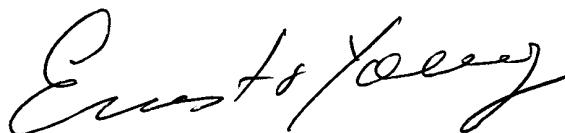
7. Sin calificar nuestra opinión, como se explica más en detalle en la Nota 1 a los estados financieros; el 23 de noviembre de 2010, Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador firmó un Contrato Modificadorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque Tarapoa de la Región Amazónica con el Estado ecuatoriano representado por la Secretaría de Hidrocarburos. Como resultado de esta negociación, la Sucursal extendió la concesión del Bloque Tarapoa, hasta el año 2025. El nuevo contrato establece una tarifa basada en la amortización estimada de las propiedades de producción, costos y gastos y una ganancia razonable tomando en cuenta el riesgo asumido por el contratista. Dicho contrato entró en vigencia desde el 1 de Enero de 2011, y no implica el registro de nuevos activos, pasivos o contingencias, a las ya presentadas en los estados financieros.
8. Como se indica en la Nota 3, los estados financieros correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de 2011 corresponden al primer paquete completo de estados financieros que la Sucursal ha preparado aplicando Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF. Con fines comparativos, dichos estados financieros incluyen cifras correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de 2010 y al 1 de enero de 2010 no auditadas bajo NIIF, las que han sido preparadas siguiendo los procedimientos de la NIIF 1: "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera". Los efectos de la primera adopción de NIIF al 1 de enero de 2010 y del restablecimiento de las cifras de los estados financieros del año terminado al 31 de diciembre de 2010 se muestran en la Nota 3.




Informe de los auditores independientes (continuación)

Otro asunto

9. Los estados financieros al 31 de Diciembre de 2010 y por el año terminado a esa fecha, fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron su informe con una opinión sin salvedades de fecha 4 de abril de 2011.

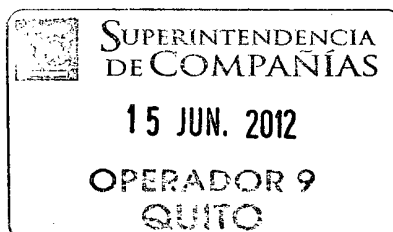


RNAE No. 462



Milton A. Vázquez R.
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
5 de junio de 2012



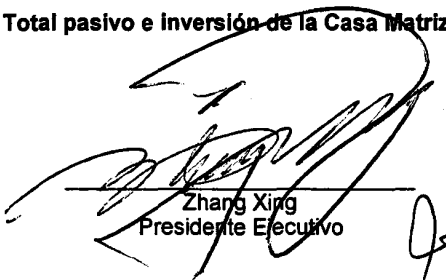
Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estado de situación financiera

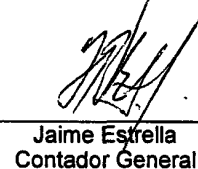
Al 31 de diciembre de 2011

Expresados en Dólares de los E.U.A.

	Notas	Al 31 de diciembre de 2011	Al 31 de diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)	Al 1 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)
Activos				
Activos no corrientes:				
Inversiones de exploración	4	15,330,685	-	-
Inversiones de producción y desarrollo, neto	5	388,271,243	375,961,492	373,505,481
Otras propiedades y equipos, neto	6	4,903,099	4,606,848	5,433,316
Activo por impuesto a la renta diferido	7	32,707,177	36,977,325	23,363,669
Otros activos	11	7,202,360	7,202,360	5,252,840
Total activos no corrientes		448,414,564	424,748,025	407,555,306
Activos corrientes:				
Inventarios	8	18,299,520	29,007,966	16,396,135
Gastos anticipados		1,025,189	2,434,038	723,858
Impuestos por cobrar	15	-	-	153,306
Cuentas por cobrar	9	116,181,922	72,483,987	79,699,065
Efectivo y equivalentes de efectivo	10	31,482,636	133,282,784	19,842,394
Total activos corrientes		166,989,267	237,208,775	116,814,758
Total activos		615,403,831	661,956,800	524,370,064
Pasivos e Inversión de la Casa Matriz				
Inversión de la Casa Matriz				
Capital asignado	12	2,000	2,000	2,000
Resultados acumulados		412,350,181	227,910,708	12,634,676
Total Inversión de la Casa Matriz	12	412,352,181	227,912,708	12,636,676
Pasivos				
Pasivos no corrientes:				
Provisiones	13	78,389,515	83,745,983	168,185,157
Obligaciones por beneficios post empleo	14	4,777,146	3,794,994	2,680,882
Total pasivos no corrientes		83,166,661	87,540,977	170,866,039
Pasivos corrientes:				
Impuestos por pagar	15	20,457,118	28,107,479	3,369,819
Cuentas por pagar	16	92,332,691	115,878,254	96,237,226
Compañías relacionadas	17	7,095,180	202,416,470	241,221,569
Sobregiro bancario	10	-	100,912	38,735
Total pasivos corrientes		119,884,989	346,503,115	340,867,349
Total pasivos		203,051,650	434,044,092	511,733,388
Total pasivo e inversión de la Casa Matriz		615,403,831	661,956,800	524,370,064


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

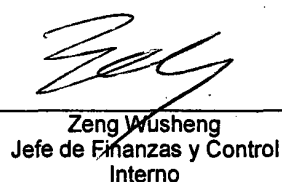
Estado de resultados integrales

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

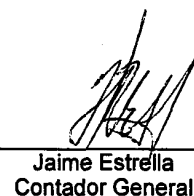
	Notas	2011	2010
			(Revisado Nota 3)
Ingresos	18	479,479,255	487,162,647
Costo de producción	19	(194,435,682)	(283,021,754)
Utilidad bruta		285,043,573	204,140,893
Otros ingresos	20	32,122,971	106,334,068
Otros gastos	21	(6,277,548)	(2,084,134)
Gastos administrativos	19	(66,221,731)	(58,082,630)
Utilidad operativa		244,667,265	250,308,197
Gastos financieros	22	(5,694,174)	(15,495,565)
Utilidad antes de impuesto a la renta		238,973,091	234,812,632
Impuesto a la renta	7	(54,533,618)	(19,536,600)
Utilidad del año		184,439,473	215,276,032



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.

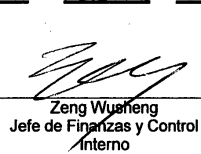
Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

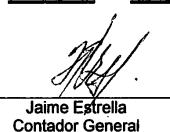
Estado de cambios en la inversión de la Casa Matriz

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

	Capital asignado	Reserva de capital	Resultados acumulados			
			Ajustes de primera adopción	Reserva de capital	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2010	2,000	180,918,237	-	-	106,274,309	287,192,546
Más:						
Transferencia por adopción de Normas Internacionales de Información Financiera- NIIF	-	(180,918,237)		180,918,237	-	-
Ajuste por primera adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF (Nota 3)	-	-	(274,557,870)	-	-	(274,557,870)
Saldo al 1 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)	2,000	-	(274,557,870)	180,918,237	106,274,309	12,634,676
Más:						
Utilidad del año	-	-	-	-	215,276,032	215,276,032
Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)	2,000	-	(274,557,870)	180,918,237	321,550,341	227,910,708
Más:						
Utilidad del año	-	-	-	-	184,439,473	184,439,473
Saldo al 31 de diciembre de 2011	2,000	-	(274,557,870)	180,918,237	505,989,814	412,350,181


Zhang King
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 2011
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	2011	2010
			(Revisado Nota 3)
Flujos de efectivo netos de actividades de operación:			
Utilidad antes de impuesto a la renta		238,973,091	234,812,632
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	88,606,259	103,133,779
Costos financieros de la provisión para abandono de campos	22	2,318,120	1,571,447
Actualización cálculo de pasivo oneroso	20	(32,122,971)	(105,778,233)
Efecto financiero pasivo oneroso	22	3,376,054	13,924,118
Jubilación patronal y desahucio		982,152	1,114,113
Variación en capital de trabajo			
Variación de activos – (aumento) disminución			
Inventarios		10,708,446	(12,611,831)
Cuentas por cobrar		(43,697,935)	7,215,078
Gastos prepagados		1,408,849	(1,710,180)
Variación de pasivos – aumento (disminución)			
Cuentas por pagar		(19,794,989)	10,744,791
Compañías relacionadas		(261,290)	7,282,901
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		250,495,786	259,698,615
Impuesto a la renta pagado		(59,345,917)	(8,087,028)
Efectivo neto provisto de actividades de operación		191,149,869	251,611,587

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

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

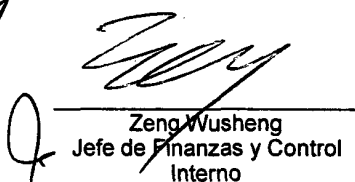
Estado de flujos de efectivo

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

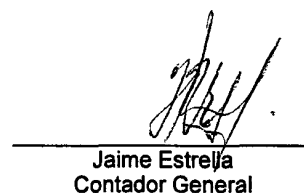
	Notas	2011	2010
			(Revisado Nota 3)
Flujos de efectivo en actividades de inversión:			
Adiciones en inversiones de exploración	4	(15,330,685)	-
Adiciones en inversiones de producción y desarrollo y otras propiedades y equipos	5, 6	(82,458,420)	(90,195,854)
Incremento en otros activos		-	(1,949,520)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		(97,789,105)	(92,145,374)
Flujo de efectivo en actividades de financiamiento:			
Pagos a Casa Matriz		(195,060,000)	(46,088,000)
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento		(195,060,000)	(46,088,000)
Incremento (decremento) neto en efectivo		(101,699,236)	113,378,213
Saldos al comienzo del año		133,181,872	19,803,659
Efectivo y equivalente de efectivo al final del período	10	31,482,636	133,181,872



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 2011

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.

Cambio de Contrato de Participación a 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 (utilidad).

Notas a los estados financieros (continuación)

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

	<u>Bloque Tarapoa</u>
Barriles producidos	12,857,034
Tarifa	<u>35</u>
Ingresos por Servicios (Nota 18)	<u>449,996,192</u>

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 2011, 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

- 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.
- 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 Area 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.
- El Contrato prevé la ejecución de 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 y se procedió a iniciar el proceso de la auditoría. La reunión de arranque de las mismas se hizo en mayo de este año, sin embargo, los

Notas a los estados financieros (continuación)

preparativos con la consultora empezaron en marzo. La auditoría se encuentran en proceso y se espera concluiría en el mes de agosto.

- 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.
- 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.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	Producción bruta (miles de barriles)	Producción neta (después de regalías) (miles de barriles)
Bloque Tarapoa	<u>14,017</u>	<u>10,209</u>

2. BASES DE PREPARACIÓN

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

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

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

2.1 Uso de juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros de la Sucursal, de conformidad con 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 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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.
- 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

estimados de los gastos también pueden cambiar, por ejemplo, en base a los cambios en las reservas o cambios en las leyes y reglamentos, o su interpretación respectiva. Por lo tanto, se realizan estimaciones y suposiciones significativas para la determinación de la provisión de abandono para el cierre. Como resultado, podría haber ajustes importantes a las provisiones establecidas que podrían afectar los resultados financieros futuros. El pasivo por abandono a la fecha de reporte representa la mejor estimación del valor actual de los costos necesarios para el pasivo por abandono futuro.

Un resumen de las suposiciones aplicadas se detalla a continuación:

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

e) Recuperación de activos diferidos de impuesto a la renta

Se requiere juicio para determinar si los activos diferidos de impuesto a la renta se deben reconocer en el estado de 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 reportados. 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

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

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

- Si el área requiere inversiones adicionales antes de que la producción pueda comenzar, los costos de perforación permanecen capitalizados solamente durante el ejercicio contable en que se cumplan los siguientes requisitos: (i) el monto de las reservas probadas encontradas justifica la realización de un pozo productivo si se realiza la inversión requerida, y (ii) la perforación de pozos exploratorios o estratigráficos adicionales está en marcha o planificada para un futuro. 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

- El futuro abandono del campo y los costos de abandono (ambientales, de seguridad, etc.) son estimados campo por campo, y se capitalizan a su valor actual cuando se registran inicialmente en el estado de situación financiera, con un crédito a "Provisiones".

Amortización

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

Otras propiedades y equipos (principalmente vehículos, muebles, equipos de procesamiento de datos y otros equipos) no pueden ser vendidos, a menos que dicha venta haya sido expresamente autorizada por EP Petroecuador, y se entregarán a la compañía petrolera del 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.

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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.

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 2011, la liquidación final del contrato de participación se encuentra pendiente, por esta razón la Sucursal no ha podido recuperar dicha posición de crudo sublevantada, por lo que ha registrado una provisión de valuación en función del 100% de su costo neto de los impuestos sobre la producción que no han sido incurridos (Ver Nota 8).

Notas a los estados financieros (continuación)

f) Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y posterior medición

i. Activos financieros

Reconocimiento y medición inicial-

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

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

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

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

Medición posterior-

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

Préstamos y cuentas por cobrar

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

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

Deterioro de los activos financieros-

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

Deterioro de activos financieros contabilizados al costo amortizado-

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

Préstamos y cuentas por pagar

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

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

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

Baja en cuentas-

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

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

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,

Notas a los estados financieros (continuación)

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

h) Provisiones

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

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

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

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

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

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

i) 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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) Actividades de cobertura

La Sucursal no mantiene ninguna actividad de cobertura.

l) Reconocimiento de ingresos

Los ingresos comprenden el valor razonable de la contraprestación recibida o a recibir por la venta de petróleo crudo y de los servicios prestados en el giro normal de las actividades de la Sucursal. Los ingresos ordinarios se presentan netos del impuesto al valor agregado, devoluciones, rebajas y descuentos, después de eliminar las ventas dentro de la Sucursal, y hasta el año 2010 después de descontar los impuestos sobre la producción.

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

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

i. Moneda funcional y de información

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

El dólar de los Estados Unidos fue adoptado por el Ecuador como su moneda oficial en marzo del año 2000, momento en el cual se suspendió la utilización de su moneda local (Sucre ecuatoriano). El dólar de los Estados Unidos se ha utilizado desde esa fecha para todas las transacciones realizadas en el país y los registros contables se realizan en dicha moneda. La economía ecuatoriana depende de la capacidad del país para obtener un flujo permanente de dólares de los EE.UU. para permitir la continuación del esquema monetario actual.

ii. Transacciones y balances

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

n) **Costos de producción y transporte**

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

o) **Beneficios a los empleados**

Participación a trabajadores

La Sucursal reconoce como pasivo y gasto la participación laboral a pagar a los empleados, la cual se calcula a una tasa legal del 15% sobre la utilidad gravable determinada de acuerdo con las normas tributarias del Ecuador a las subsidiarias que operan contrato de prestación de servicios para la

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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.

p) Impuestos

i. Impuestos sobre la producción

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

ii. Impuesto a la renta corriente

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

iii. Impuesto a la renta diferido

El impuesto a la renta diferido se reconoce en las diferencias entre los valores en libros de los activos y los pasivos en los estados financieros y las bases imponderables 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 imponderables, 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 imponderables estén disponibles contra los cuales las diferencias temporarias deducibles pueden ser

Notas a los estados financieros (continuación)

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 imponible ni a la utilidad contable.

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

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

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

2.3 Cambios en las políticas contables y revelaciones

Normas e interpretaciones nuevas y modificadas

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

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

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

NIC 24 Revelación de partes relacionadas (Enmienda)

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

CINIIF 14 Prepagos de un fondo mínimo requerido (Enmienda)

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

Mejoras a las NIIF (emitido en mayo de 2010)

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

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

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

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

- NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones: La enmienda tiene por objeto simplificar las revelaciones requeridas, reduciendo el volumen de las declaraciones en torno a garantías reales y la mejora de las revelaciones de la información cualitativa que se requiere para poner la información cuantitativa dentro de su contexto.
- NIC 1 Presentación de estados financieros: La enmienda aclara que la entidad tiene la opción de presentar un análisis de otros resultados integrales por rubro, para cada componente del patrimonio, ya sea en el estado de cambios en el patrimonio o en las notas a los estados financieros. Esta situación no tiene un impacto en la entidad, ya que no existen ajustes que constituyan otros resultados integrales.

2.4 Normas internacionales emitidas aún no vigentes

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

Notas a los estados financieros (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 12 Impuestos a las ganancias — Recuperación de activos subyacentes

La modificación aclaró la forma de determinación del impuesto diferido en el caso de las propiedades de inversión medidas por su valor razonable. La modificación introduce una presunción, que admite prueba en contrario, según la cual el impuesto diferido sobre las propiedades de inversión medidas según el modelo de valor razonable de la NIC 40, debería determinarse en función de que el importe en libros del activo se recuperará a través de la venta. Asimismo, la modificación introduce el requerimiento de que el impuesto diferido sobre los activos no depreciables que se miden según el modelo de revaluación de la NIC 16, se calcule siempre bajo la presunción de la venta del activo. La modificación tiene vigencia para los períodos anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2012.

NIC 19 Beneficios a empleados

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

NIC 27 Estados financieros separados (revisada en 2011)

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

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

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

Como consecuencia de la nueva NIIF 11 y la NIIF 12 (ver a continuación), la NIC 28 ha pasado a denominarse: NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios conjuntos, y describe la aplicación del método patrimonial para las inversiones en negocios conjuntos, además de las asociadas. En relación con esto, las

Notas a los estados financieros (continuación)

modificaciones entran en vigencia para el ejercicio que comiencen a partir del 1 de enero de 2013, sin embargo, la adopción anticipada es permitida.

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

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

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

NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y medición

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

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

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

NIIF 10 Estados financieros consolidados

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

NIIF 11 Negocios conjuntos

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

NIIF 12 Revelaciones en intereses en otras entidades

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

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, sin embargo, no la adoptarán de manera anticipada.

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

- **Exenciones aplicadas**

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

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

- i. La Sucursal ha adoptado las NIIF con posterioridad a su Casa Matriz, por lo cual adoptó en sus estados financieros los valores en libros incluidos en los estados financieros consolidados de la Casa Matriz.
- ii. La Sucursal ha decidido revelar los siguientes importes en forma prospectiva a partir de la fecha de transición; por lo general las NIIF requieren que se revelen los importes correspondientes al período anual actual y los de los cuatro períodos anuales anteriores:
 - a. el valor presente de la obligación de beneficios definidos;
 - b. las ganancias o pérdidas actuariales en el período de transición, en base a la exención prevista en la NIIF 1.

- **Estimaciones**

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

- i. Impuestos diferidos
- ii. Planes de pensiones y otros beneficios post-empleo
- iii. Pasivo oneroso por ship or pay (costo de transporte)

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

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

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

Las notas explicativas brindan una descripción detallada de las principales diferencias entre los principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en el Ecuador y las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF aplicadas por la Sucursal y el impacto sobre el patrimonio al 31 diciembre de 2010 y 1 de enero de 2010, y sobre la utilidad neta al 31 de diciembre de 2010 (Ver Nota 3). Asimismo, como parte del proceso de adopción de NIIF la Sucursal identificó algunas reclasificaciones que no se originan de una diferencia entre ambas normativas, por lo que se presentan como reclasificaciones y son explicadas como parte de las notas antes mencionadas.

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2010	Al 1 de enero de 2010
Total inversión de la Casa Matriz según PCGA - Ecuador		382,942,784	287,194,546
Adopciones:			
Inversiones de producción y desarrollo	3.4 (a)	(117,711,691)	(141,653,361)
Impuestos diferidos	3.4 (b)	36,977,325	23,363,669
Inventario capitalizado	3.4 (c)	(6,148,944)	(8,729,233)
Valuación de inventario de crudo	3.4 (d)	(948,292)	(960,070)
Reconocimiento de sublevante como inventario	3.4 (e)	12,090,149	-
Reverso de cuentas por cobrar por sublevante	3.4 (e)	(23,351,396)	-
Ajuste costo de transporte	3.4 (f)	(1,920,900)	-
Reconocimiento pasivo oneroso	3.4 (g)	(54,715,556)	(146,569,671)
Otros		699,229	(9,204)
		(155,030,076)	(274,557,870)
Total inversión de la Casa Matriz según NIIF		227,912,708	12,636,676

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

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

	Notas	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010
		Aumento (disminución) en la utilidad
Adopciones:		
Utilidad neta según PCGA – Ecuador		95,748,239
Inversiones de producción y desarrollo	3.4 (a)	23,941,671
Impuestos diferidos	3.4 (b)	13,613,656
Inventario capitalizado	3.4 (c)	2,580,289
Valuación de inventario de crudo	3.4 (d)	11,778
Valuación de sublevante de crudo reconocido como inventario	3.4 (e)	12,090,149
Reverso de cuentas por cobrar por sublevante	3.4 (e)	(23,351,396)
Ajuste costo de transporte	3.4 (f)	(1,920,900)
Disminución de pasivo oneroso	3.4 (g)	91,854,115
Otros		708,431
Resultado Integral del año, neto de impuestos		215,276,032

Notas a los estados financieros (continuación)

3.3 Reconciliación del estado de flujos de efectivo

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

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

a) Inversiones de producción y desarrollo-

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

		Estado de Situación Financiera		Estado de resultados integrales
		Al 31 de diciembre de 2010	Al 1 de enero de 2010	Al 31 de diciembre de 2010
Amortización de inversiones	(i)	(101,508,205)	(128,030,163)	26,521,958
Gastos capitalizados	(ii)	(22,352,430)	(22,352,430)	-
Inventario capitalizado	(iii)	6,148,944	8,729,233	(2,580,289)
		<u>(117,711,691)</u>	<u>(141,653,360)</u>	<u>23,941,671</u>

(i) Según PCGA anteriores la Sucursal registraba la amortización de inversiones aplicando las reservas probadas certificadas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), de acuerdo con NIIF la amortización es calculada aplicando las reservas probadas desarrolladas certificadas por un experto independiente. Por otro lado existían diferencias en la inversión no amortizada como son gastos capitalizados, inventario capitalizado que se mencionan en los párrafos siguientes. Esta diferencia originó un incremento de la amortización acumulada en 128,030,163 al 01 de enero de 2010 y por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 un decremento en 26,521,958.

(ii) De acuerdo con PCGA anteriores la Sucursal registraba como inversión de producción y desarrollo ciertos gastos generales sin embargo de acuerdo con NIIF dichos gastos deben ser registrados directamente en resultados del ejercicio en que se incurren. Este asunto originó al 1 de enero de 2010 un ajuste de disminución de inversiones de producción y desarrollo por 22,352,430.

(iii) De acuerdo con PCGA anteriores el inventario de repuestos se lo trataba únicamente como inventario, sin embargo de acuerdo a NIIF dichos repuestos constituyen un stock de seguridad que se encuentra vinculado a las inversiones de producción y desarrollo. Este efecto originó un incremento de las inversiones por reconocimiento de un inventario de capital de 8,729,233 al 01 de enero de 2010 y disminución de las inversiones por 2,580,289 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.

b) Impuestos diferidos-

Según PCGA Ecuador, no se reconoce los impuestos diferidos que según NIC 12 si debe

Notas a los estados financieros (continuación)

contabilizarse. La Sucursal reconoce los impuestos diferidos originados por los ajustes de primera adopción y que crean diferencias temporarias entre las bases financieras y las bases tributarias. Como resultado de esta adopción se reconoció un activo por impuesto diferido por 23,363,669 al 1 de enero de 2010 y por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 un activo por ingreso por impuesto diferido de 13,613,656.

c) Inventario capitalizado-

De acuerdo con PCGA anteriores el inventario de repuestos se lo trataba únicamente como inventario, sin embargo de acuerdo a NIIF dichos repuestos constituyen un stock de seguridad que se encuentra vinculado a las inversiones de producción y desarrollo. Este efecto originó un decremento de inventarios por 8,729,233 al 01 de enero de 2010 y un incremento en inventarios por 2,580,289 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.

d) Valuación de inventario de crudo-

Como consecuencia de las diferencias anteriormente indicadas entre PCGA locales y NIIF, se genera un costo de producción diferente bajo cada marco contable, con el cual se valúa los inventarios de crudo. Este efecto generó un decremento en los inventarios de crudo por 960,070 al 01 de enero de 2010 y un incremento de 11,778 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.

e) Valuación de sublevante de crudo

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

- (i) Se reversó el ingreso por sublevante de crudo por 23,351,396 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.
- (ii) Por otro lado por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 se registró el sublevante valuado al costo como inventario por 12,090,149.

f) Ajuste de costo de transporte-

Con la finalidad de registrar el costo de transporte al valor razonable, la Sucursal actualizó dicho costo al valor de la tarifa ajustada según el contrato de transporte con su relacionada OCP. Este efecto generó un decremento del costo de transporte de 1,920,900.

g) Reconocimiento de pasivo oneroso-

Bajo NIIF la Sucursal registró una provisión originada por el contrato del "ship or pay – SOP" que obligaba a la Sucursal a asumir un pasivo oneroso por la capacidad de transporte no utilizada con el Oleoducto de Crudos Pesados – OCP S.A. Este efecto generó un incremento en las provisiones al 1 de enero de 2010 por 146,569,671 y por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 un decremento de 91,854,115, debido a que una porción del pasivo oneroso fue asumido por la Casa Matriz por decisión de la Gerencia de la misma.

Notas a los estados financieros (continuación)

4. INVERSIONES DE EXPLORACION

Al 31 de diciembre de 2011 las inversiones de exploración fueron de 15,330,685.

De acuerdo con actividades comprometidas establecidas en el Contrato de Prestación de Servicios mencionado en la Nota 1, durante el año 2011 la Sucursal ha incurrido en gastos de exploración, los cuales han sido capitalizados. Al 31 de Diciembre de 2010 las inversiones de exploración se encontraban totalmente amortizadas.

Las adiciones efectuadas durante el año 2011 corresponden a perforación exploratoria y gastos en instalaciones en los campos Esperanza, Colibrí y Chorongó.

5. INVERSIONES DE PRODUCCIÓN Y DESARROLLO, NETO

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

	<u>Tarapoa</u>
Saldo al 01 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)	<u>373,505,481</u>
Adiciones, netas	89,229,246
Obligación por retiro de bienes (Nota 13)	14,567,468
Amortización del año (Nota 19)	<u>(101,340,703)</u>
Saldo al 31 de Diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)	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	<u>388,271,243</u>

Los gastos de amortización por los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010 han sido registrados como costo de producción en el estado de resultados integrales. (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 2011 y 2010 no se ha determinado una pérdida por deterioro del valor de los activos para el Bloque Tarapoa.

Notas a los estados financieros (continuación)

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:

<u>Supuestos:</u>	<u>Bloque Tarapoa (en miles)</u>
Tarifa de servicio	35.00
Tasa de descuento	12.00%
<u>Cálculo:</u>	
Valor presente neto	878,717,240
Valor neto en libros de las inversiones y otros activos y equipos menos trabajos en proceso	373,401,333
Diferencia	<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:

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	<u>0.00</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

Reservas probadas desarrolladas en miles de barriles		
	2011	2010
Bloque Tarapoa	52,176	40,937

6. OTRAS PROPIEDADES Y EQUIPOS

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

	Terrenos	Vehículos y equipo pesado	Muebles y enseres y equipo de campo	Equipos de computación y comunicación	Total
Saldo al 1 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)	512,607	602,784	2,676,242	1,641,683	5,433,316
Adiciones	-	-	242,103	724,505	966,608
Reclasificaciones	-	3,442	(3,641)	199	-
Bajas (Nota 19)	-	(3,644)	(20,884)	-	(24,528)
Depreciación del año (Nota 19)	-	(157,589)	(816,995)	(793,964)	(1,768,548)
Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)	512,607	444,993	2,076,825	1,572,423	4,606,848
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	512,607	855,715	1,541,655	1,993,122	4,903,099

El gasto de depreciación por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 fue 1,425,294 y 1,768,548,

Notas a los estados financieros (continuación)

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

	31 de diciembre de	
	2011	2010
		(Revisado Nota 3)
Impuesto corriente (Nota 15)	50,263,470	33,150,256
Impuesto diferido	4,270,148	(13,613,656)
Gasto de impuesto a la renta	54,533,618	19,536,600

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

	31 de diciembre de	
	2011	2010
		(Revisado Nota 3)
Utilidad antes de impuestos	238,973,091	234,812,632
Impuesto a la renta Ecuador al 24% (2010: 25%)	57,353,542	58,703,158
Diferencias permanentes:		
Ajuste del pasivo oneroso	(7,709,513)	(26,444,558)
Gasto financiero del pasivo oneroso	810,253	3,481,030
Ajuste por cambio de tasa	1,127,714	3,215,420
Provisión sublevante de crudo	817,463	-
Ajuste impuesto a la renta año 2010	409,893	-
Ajuste en diferencia temporal relacionada con inversiones de producción y desarrollo	-	(16,803,067)
Otros	1,724,266	(2,615,383)
Total gasto de impuesto a la renta	54,533,618	19,536,600

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	Obsolescencia de inventarios	Certificados del Corpe	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	Contribución para la investigación científica	Total
Saldo al 01 de enero de 2010 (Revisado Nota 3)	431,351	37,520	22,478,378	232,930	183,490	-	-	23,363,669
Cargo a resultados del año	447,612	(3,001)	6,009,468	2,573,522	(14,679)	4,600,734	-	13,613,656
Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Revisado Nota 3)	878,963	34,519	28,487,846	2,806,452	168,811	4,600,734	-	36,977,325
Cargo a resultados del año	506,873	(34,519)	(3,852,167)	(2,806,452)	70,920	1,061,423	783,774	(4,270,148)
Saldo a Diciembre 31, 2011	1,385,836	-	24,635,679	-	239,731	5,662,157	783,774	32,707,177

Activo por impuesto diferido por unidad fiscal al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y al 1 de enero de 2010 fue como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2011
Inventario obsoleto	1,385,836	878,963	431,351
Obligación por retiro de bienes	5,662,157	4,600,734	-
Sublevante de crudo / Valuación de inventarios de crudo	-	2,806,452	232,930
Certificados Corpei	-	34,519	37,520
Exceso de base fiscal de inversiones al valor en libros	24,635,679	28,487,846	22,478,378
Provisión jubilación patronal y desahucio	239,731	168,811	183,490
Contribución para la investigación científica	783,774	-	-
Total	32,707,177	36,977,325	23,363,669

Otros aspectos tributarios

a) Situación fiscal-

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

La Sucursal ha sido fiscalizada hasta el año 2007, y ha recibido la orden de determinación por el año 2008 dicha fiscalización a la fecha se encuentra en proceso.

b) Determinación y pago del impuesto a la renta-

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

c) Tasa de impuesto a la renta y exoneraciones-

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

En caso de que la Sucursal reinvierta sus utilidades en el país en los términos y condiciones que establece la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, podría obtener una reducción en la tasa del impuesto a la renta de 10 puntos porcentuales sobre el monto reinvertido, siempre y cuando efectúen el correspondiente aumento de capital hasta el 31 de diciembre del siguiente año. La reducción porcentual de la tarifa del pago del impuesto a la renta por efecto de la reinversión no será aplicable para empresas que tenga contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

d) Dividendos en efectivo-

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

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

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

A partir del 24 de noviembre de 2011, el Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) se incrementó del 2% al 5% (Ver Nota 7 literal (f)).

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

- Pagos realizados al exterior por concepto de dividendos distribuidos por sociedades nacionales o extranjeras domiciliadas en el Ecuador, después del pago del impuesto a la renta, a favor de otras sociedades extranjeras o de personas naturales no residentes en el Ecuador, siempre y cuando no estén domiciliados en paraísos fiscales o jurisdicciones de menor imposición.
- f) **Reformas tributarias-**
- En el Suplemento al Registro Oficial No. 583 del 24 de noviembre de 2011, se expidió la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado, mediante la cual se reformó la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (LORTI) y la Ley Reformativa para la Equidad Tributaria, los principales cambios son los siguientes:
- **Cálculo del impuesto a la renta-**
Para el cálculo del impuesto a la renta se limita la deducción de los gastos relacionados con la adquisición, uso o propiedad de vehículos, hasta por un monto de 35,000, no será deducible el gasto sobre el exceso.
 - **Impuesto al Valor Agregado (IVA)-**
Estarán gravados con tarifa 0% la adquisición de vehículos híbridos o eléctricos cuya base imponible sea de hasta 35,000.
 - **Impuestos Ambientales-**
Se crea el Impuesto Ambiental a la Contaminación Vehicular (IACV), que grava el uso de vehículos motorizados de transporte terrestre, a excepción de aquellos vehículos destinados al transporte público y los directamente relacionados con la actividad productiva o comercial.

Se crea el Impuesto Redimible a las Botellas Plásticas no Retornables, que grava con 2 centavos de Dólar por cada botella plástica no retornable embotellada. En el caso de bebidas importadas gravará al momento de su nacionalización.
 - **Impuesto a la Salida de Divisas (ISD)-**
Se incrementa el Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) del 2% al 5% y establece presunción de pago y generación de este impuesto en lo siguiente:
 - Todo pago efectuado desde el exterior, inclusive aquellos realizados con recursos financieros del exterior de personas naturales, sociedades o terceros.
 - Las exportaciones de bienes y servicios generados en Ecuador, efectuadas por personas naturales o sociedades domiciliadas en el Ecuador, cuando las divisas correspondientes a los pagos por concepto de dichas exportaciones no ingresen al Ecuador.
 - El Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) podrá ser utilizado como crédito tributario para la determinación del impuesto a la renta hasta por 5 años, siempre que haya sido originado en la

Notas a los estados financieros (continuación)

importación de materias primas, insumos y bienes de capital con la finalidad de que sean incorporados en procesos productivos y que consten en el listado que establezca el Comité de Política Tributaria.

g) Otras reformas tributarias aplicables a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

De acuerdo con el Decreto No 825 de fecha Julio 25, 2011, los siguientes son los principales cambios para las compañías que suscribieron contratos para la provisión de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos:

- **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 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

h) Precios de transferencia

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

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

8. INVENTARIOS

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

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Petróleo crudo en líneas y contenedores (1)	9,172,703	14,491,258	2,192,507
Materiales y repuestos:			
En bodegas	18,015,758	16,875,248	15,480,508
En tránsito	816,409	1,463,039	655,900
	<u>28,004,870</u>	<u>32,829,545</u>	<u>18,328,915</u>
(Menos)			
Provisión para obsolescencia (3)	(6,299,256)	(3,821,579)	(1,932,780)
Provisión sublevante de crudo (Nota 21) (2)	(3,406,094)	-	-
	<u>18,299,520</u>	<u>29,007,966</u>	<u>16,396,135</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2011, y 2010 representan 189,387 (287,644 al 31 de diciembre de 2010) 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.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 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 (17 al 01 de enero de 2010).

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo Inicial	3,821,579	1,932,780
Más (menos):		
Adiciones (Nota 21):	2,477,677	1,888,799
Saldo Final	<u>6,299,256</u>	<u>3,821,579</u>

El costo de los inventarios reconocidos como gastos e incluidos en el costo de producción fue de 20,521,297 (21,782,006 en el 2010) (Nota 19)

9. CUENTAS POR COBRAR

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

	<u>31 de diciembre de</u>		<u>1 de enero de</u>
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Cuentas por cobrar – venta de petróleo crudo (1) (Nota 11)	-	54,815,515	57,701,288
Secretaría de Hidrocarburos (2) (Nota 11)	34,274,215	-	-
EP Petroecuador (3) (Nota 11)	14,514,641	14,514,685	13,497,781
Compañías relacionadas (Ver Notas 11 y 17)	66,071,453	2,566,260	7,840,615
Préstamos y avances a empleados	408,555	516,075	627,741
Otros	913,058	71,452	31,640
	<u>116,181,922</u>	<u>72,483,987</u>	<u>79,699,065</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

- (1) Corresponde a ventas de petróleo crudo efectuadas en el año 2010 a Shell Western Supply and Trading Limited. Al 31 de Diciembre del 2010, la Sucursal mantenía un contrato de compra/venta con Shell Western Supply and Trading Limited (operador internacional) para la venta de crudo con vigencia hasta el 28 de Febrero del 2011. El contrato incluía las siguientes condiciones de venta:
- El comprador se compromete a contratar una carta de crédito en el año por el Bloque Tarapoa.
 - Los valores generados en la venta deben ser cancelados en un plazo de 30 días calendario.
 - En caso de retraso en el pago, se aplicará el recargo de interés correspondiente a la tasa Libor más dos puntos.
- (2) Corresponde a la cuenta por cobrar por la tarifa de servicios relativa a la producción de petróleo crudo en el Bloque Tarapoa.
- (3) La Sucursal mantiene por cobrar a EP Petroecuador, 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 preliminar 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

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

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Efectivo en caja y bancos (Nota 11)	31,482,636	133,282,784	19,842,394
Sobregiros bancarios (Nota 11)	-	(100,912)	(38,735)
	<u>31,482,636</u>	<u>133,181,872</u>	<u>19,803,659</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

11. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

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

	31 de diciembre de		2010		1 de enero de	
	2011		(Revisado Nota 3)		(Revisado Nota 3)	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Activos financieros medidos al (valor nominal						
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 10)	-	31,482,636	-	133,282,784	-	19,842,394
Activos financieros medidos a costo amortizado						
Cuentas por cobrar (Nota 9) (1)	-	114,860,309	-	71,896,460	-	79,039,684
Otros activos (Nota 24) (2)	7,202,360	-	7,202,360	-	5,252,840	-
Total activos financieros	7,202,360	146,342,945	7,202,360	205,179,244	5,252,840	98,882,078
Pasivos financieros medidos al valor nominal						
Sobregiros bancarios (Nota 10)	-	-	-	100,912	-	38,735
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 17) (1)	-	-	-	195,060,000	-	241,148,000
Pasivos financieros medidos a costo amortizado						
Cuentas por pagar (Nota 16) (1)	-	15,063,123	-	9,235,449	-	11,878,272
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 17)	-	7,095,180	-	7,356,470	-	73,569
Total pasivos financieros	-	22,158,303	-	211,752,831	-	253,138,576

(1) Los activos y pasivos financieros no generan intereses que conlleven a una utilidad o pérdida debido a su condición de corrientes.

(2) Corresponde a 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

De acuerdo con la Resolución No. SC.ICI.CPA IFRS.G.11.007 de la Superintendencia de Compañías emitida el 9 de septiembre de 2011, el saldo acreedor de la reserva de capital por 180,918,237 generado hasta el año anterior al período de transición de aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF deben ser transferidos al patrimonio a la cuenta resultados acumulados y podrán ser capitalizados en la parte que exceda al valor de las pérdidas acumuladas y las del último ejercicio concluido, si las hubieren; utilizados en absorber pérdidas; o devuelto en el caso de liquidación de la Sucursal.

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.

13. PROVISIONES

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

	Obligación por retiro de bienes (1)	Pasivo oneroso por ship or pay (2)	Total
Saldo al 1 de Enero del 2010 (Revisado Nota 3)	21,615,486	146,569,671	168,185,157
Registrado en inversiones de producción (Nota 5)	14,567,468	-	14,567,468
Actualización del pasivo oneroso (Nota 20) (3)	-	(105,778,233)	(105,778,233)
Actualización financiera (Nota 22)	1,571,447	13,924,118	15,495,565
Reclasificación porción corriente (Nota 16)	-	(8,723,974)	(8,723,974)
Saldo al 31 de Diciembre del 2010 (Revisado Nota 3)	37,754,401	45,991,582	83,745,983
Registrado en inversiones de producción (Nota 5)	18,753,840	-	18,753,840
Actualización del pasivo oneroso (Nota 20)	-	(32,122,971)	(32,122,971)
Actualización financiera (Nota 22)	2,318,120	3,376,054	5,694,174
Reclasificación porción corriente (Nota 16)	-	2,318,489	2,318,488
Saldo al 31 de Diciembre del 2011	58,826,361	19,563,154	78,389,515

Notas a los estados financieros (continuación)

(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 60,502,642 (47,228,000 en el año 2010) el cual ha sido descontado a una tasa de 5.80% (6.14% en el año 2010), la cual refleja el costo del dinero a través del tiempo.

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

	<u>Tarapoa</u>
Se utilizará en 2 años	36,772,580
Se utilizará en 14 años	<u>23,730,062</u>
Provisión para abandono de campos, sin descuento	60,502,642
Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 5.80%	<u>58,826,361</u>

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

	<u>Tarapoa</u>
Se utilizará en 2 años	22,121,000
Se utilizará en 15 años	<u>25,107,000</u>
Provisión para abandono de campos, sin descuento	47,228,000
Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 6.15%	<u>37,754,001</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 2011 y hasta el año 2018 (Fecha en que el contrato de transporte finaliza).

Al 31 de diciembre d 2010, debido al nuevo contrato de prestación de servicio, la Sucursal registró el pasivo oneroso considerando los barriles producidos estimados realmente transportados de los Bloques Tarapoa, 14

Notas a los estados financieros (continuación)

y 17, valuados por el diferencial entre la tarifa que paga al OCP y la tarifa del contrato de uso de capacidad reservada que recibe del Estado ecuatoriano. (Ver Nota 25).

Al 31 de diciembre de 2010 y 2011 el cálculo del pasivo oneroso fue como sigue:

	2011	2010
		(Revisado Nota 3)
Barriles de petróleo crudo pendientes de transportar, según estimado de producción, por el tiempo remanente de la concesión	46,189,343	90,151,145
Tarifa estimada de transporte usada	2.17	2.26
Obligación total de la Sucursal con OCP	100,230,874	204,453,782
Menos ingreso estimado por contrato de transporte con el Estado	66,327,897	129,457,044
Flujo de caja neto	33,902,977	74,996,738
Tasa de descuento usada para determinar el valor presente	9.5%	9.5%
Valor presente de la obligación neta del contrato de ship or pay con OCP	25,968,639	54,715,556
(Menos) porción corriente del pasivo oneroso (Nota 16)	(6,405,485)	(8,723,974)
	19,563,154	45,991,582

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.

(3) Actualización pasivo oneroso-

Al 31 de diciembre de 2010 de acuerdo con la administración de la Sucursal y su Casa Matriz, una porción del pasivo oneroso de "ship or pay – SOP" correspondiente a la capacidad de transporte no utilizada, fue asumida por la Casa Matriz (Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Barbados), quedando en la Sucursal únicamente el pasivo oneroso correspondiente a la diferencia entre la tarifa por el acuerdo de "ship or pay – SOP" firmado con el Oleoducto de Crudos Pesados – OCP y la tarifa de ingreso por el acuerdo de uso de capacidad reservada firmado con la Secretaría de Hidrocarburos. Esta situación generó una disminución en el pasivo oneroso de 105,778,233 durante el año 2010 (Ver Nota 20).

14. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 1 de enero de 2010 las obligaciones por beneficios post empleo se formaban como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

		31 de diciembre de		1 de enero de
		2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)		(Revisado Nota 3)
Jubilación patronal	(a)	3,447,929	2,954,846	2,022,531
Desahucio	(b)	1,329,217	840,148	658,351
		<u>4,777,146</u>	<u>3,794,994</u>	<u>2,680,882</u>

Las hipótesis actuariales utilizadas para los ejercicios 2011 y 2010 son las siguientes:

	2011	2010
Tasa de descuento	7,00%	6,50%
Tasa esperada de incremento salarial	3,00%	2,40%
Tasa de incremento de pensiones	2,50%	2,00%
Tabla de mortalidad e invalidez	Tabla IESS 2002	Tabla IESS 2002
Tasa de rotación	8,90%	4,90%
Vida laboral promedio remanente	7.7	7.8

El cálculo de los beneficios post empleo lo realiza un actuario externo calificado.

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 2011 y 2010, 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:

Notas a los estados financieros (continuación)

	31 de diciembre de	
	2011	2010
		(Revisado Nota 3)
Saldo inicial	2,954,846	2,022,531
Gastos operativos del período:		
Costo del servicio en el período actual	537,728	399,294
Costo financiero	192,065	131,465
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida en la provisión	(93,249)	465,015
Efecto en reducciones y liquidaciones anticipadas	(143,461)	(63,459)
Saldo final	3,447,929	2,954,846

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 2011 y 2010 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:

	31 de diciembre de	
	2011	2010
		(Revisado Nota 3)
Saldo inicial	840,148	658,351
Gastos operativos del período:		
Costo del servicio en el período actual	208,378	115,310
Costo financiero	59,913	42,793
Beneficios pagados	(47,796)	(49,300)
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida en la provisión	268,574	72,994
Saldo final	1,329,217	840,148

Notas a los estados financieros (continuación)

15. IMPUESTOS POR PAGAR Y COBRAR

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

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Impuesto a la renta por pagar (1)	15,827,476	24,909,922	-
Impuesto al valor agregado por pagar	1,698,169	515,290	509,818
Retenciones de impuestos por pagar	2,931,473	2,682,267	2,860,001
	<u>20,457,118</u>	<u>28,107,479</u>	<u>3,369,819</u>

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

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Impuesto corriente (Nota 7)	50,263,470	33,150,256	17,415,274
Impuesto a la renta años anteriores	(409,893)	(5,851)	128,544
Reversión provisión año anterior	-	-	(1,111,527)
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta recibidas	(34,026,101)	(8,234,483)	(16,585,597)
Impuesto renta por pagar / (Crédito tributario)	<u>15,827,476</u>	<u>24,909,922</u>	<u>(153,306)</u>

16. CUENTAS POR PAGAR

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
EP Petroecuador:			
Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo (1)	9,153,750	56,067,479	56,490,354
Diferencia de calidad en planta topping	1,746,414	1,746,132	1,174,986
Otros	189,389	354,154	524,062
Subtotal	11,089,553	58,167,765	58,189,402
Participación a trabajadores a pagar a empleados (Ver Nota 19) (2)	7,331,428	15,522,673	11,072,498
Participación trabajadores a pagar al Estado (Ver Nota 19) (2)	29,325,711	7,874,623	-
Costos y gastos provisionados (3)	22,273,970	15,805,200	15,097,054
Cuentas por pagar (Nota 11)	15,063,123	9,235,449	11,878,272
Porción corriente de pasivo oneroso (Nota 13)	6,405,485	8,723,974	-
Otras cuentas por pagar	843,421	548,570	-
	92,332,691	115,878,254	96,237,226

(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.

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
	(Revisado Nota 3)		(Revisado Nota 3)
Inversiones de capital	12,474,761	8,274,156	9,735,164
Costos directos	2,682,036	4,285,062	3,097,894
Costos indirectos	3,941,869	2,074,737	474,509
Otros	3,175,304	1,171,245	1,789,487
	<u>22,273,970</u>	<u>15,805,200</u>	<u>15,097,054</u>

17. COMPAÑÍAS RELACIONADAS

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

Cuentas por cobrar (Nota 9):

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
	(Revisado Nota 3)		(Revisado Nota 3)
Andes Petroleum Company Limited – BVI (1)	55,739,479	-	-
Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Casa matriz (3)	7,279,113	-	-
Consorcio Petrolero Bloque 17 (2)	1,245,044	999,879	775,305
Consorcio Petrolero Bloque 14 (2)	1,024,523	792,265	803,946
Innocastle S.A.	15,381	6,205	6,790
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	767,913	767,911	6,254,574
	<u>66,071,453</u>	<u>2,566,260</u>	<u>7,840,615</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 Consorcios son efectuadas por PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador.

(3) Corresponde al saldo por cobrar a Casa Matriz por el reembolso del costo de transporte facturado por OCP a la Sucursal durante el año 2011.

Notas a los estados financieros (continuación)

Cuentas por pagar :

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
		(Revisado Nota 3)	(Revisado Nota 3)
Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Casa matriz (1) (Nota 11)	-	195,060,000	241,148,000
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. (Nota 11)	7,038,908	7,356,470	10,000
Inmocastle S.A. (Nota 11)	56,272	-	63,569
	<u>7,095,180</u>	<u>202,416,470</u>	<u>241,221,569</u>

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

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

	31 de diciembre de		1 de enero de
	2011	2010	2010
<u>Andes Petroleum Company Limited.:</u>			
Cesión de derechos de comercialización de petróleo crudo de la Sucursal a Andes Petroleum Co. Ltd.	436,108,399	-	-
<u>Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Barbados)</u>			
Reembolso de costo de transporte (3)	48,038,113	-	-
<u>Servicios prestados (1)</u>			
Consorcio Petrolero Bloque 14	7,660,764	6,765,702	6,189,918
Consorcio Petrolero Bloque-17	9,370,240	8,444,959	7,705,135
Inmocastle S.A.	72,971	71,290	74,186
<u>Servicios recibidos</u>			
Inmocastle S.A. (2)	678,219	671,199	726,099
Capacidad garantizada de transporte de petróleo crudo por el Oleoducto de crudos pesados OCP	35,676,827	84,131,940	81,330,671
<u>Oleoducto de crudos pesados – OCP S.A. – Sucursal Ecuador</u>			
Venta de petróleo crudo (Nota 18)	<u>9,367,711</u>	<u>-</u>	<u>-</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.
- (3) Corresponde al valor pendiente de reembolso por parte de la Casa Matriz, del costo de transporte facturado por OCP a la Sucursal durante el año 2011. Dicho reembolso se genera debido a la decisión tomada por la Administración de Casa Matriz al 01 de enero de 2011 de asumir una porción del pasivo oneroso (Ver Nota 25).

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

18. INGRESOS

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

	2011	2010
Ingreso por tarifa de servicios (Nota 1)	449,996,192	-
Ingreso por transporte (Nota 1 y 25)	23,466,775	-
Ingreso por venta de petróleo crudo (2)	9,367,711	712,712,254
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta del crudo (1) (2)	(3,351,141)	(237,381,674)
Diferencia de calidad del crudo, neta (2)	(282)	11,832,067
	<u>479,479,255</u>	<u>487,162,647</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.
- (2) Al 31 de diciembre de 2011 corresponde a una venta local de 98,257 barriles de petróleo crudo que se efectuó entre la Sucursal y su relacionada OCP a un precio de 95 más IVA por barril.

19. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA

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

	2011	2010
Costo de producción	194,435,682	283,021,754
Gastos administrativos	66,221,731	58,082,630
	<u>260,657,413</u>	<u>341,104,384</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

El detalle de los gastos por naturaleza es como sigue:

	2011	2010
Consumo de inventarios (Nota 8)	20,521,297	21,782,006
Participación a trabajadores a pagar a empleados (3%) (Nota 16)	7,331,428	15,522,673
Participación trabajadores a pagar al Estado (12%) (Nota 16)	29,325,711	7,874,623
Beneficios sociales empleados	39,330,490	34,893,360
Servicios subcontratados	39,865,401	72,478,542
Cargos por depreciación y amortización (Notas 5 y 6) (1)	88,606,259	103,133,779
Transporte por el oleoducto	35,676,827	85,419,401
	<u>260,657,413</u>	<u>341,104,384</u>

(1) Cargos por depreciación y amortización-

Un detalle de la depreciación y amortización fue como sigue:

	2011	2010
Amortización de inversiones de producción (Nota 5)	87,180,965	101,340,703
Baja de otros activos (Nota 6)	-	24,528
Depreciación de propiedad, planta y equipo (Nota 6)	1,425,294	1,768,548
	<u>88,606,259</u>	<u>103,133,779</u>

20. OTROS INGRESOS

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

	2011	2010
Actualización del cálculo de pasivo oneroso (Nota 13)	32,122,971	105,778,233
Otros	-	555,835
	<u>32,122,971</u>	<u>106,334,068</u>

21. OTROS GASTOS

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	2011	2010
Provisión sublevante de crudo (Nota 8)	3,406,094	-
Provisión para obsolescencia de inventarios (Nota 8)	2,477,677	1,888,799
Otros	393,777	195,335
	<u>6,277,548</u>	<u>2,084,134</u>

22. GASTOS FINANCIEROS

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

	2011	2010
Actualización financiera de la obligación por retiro de bienes (Nota 13)	2,318,120	1,571,447
Actualización financiera del pasivo oneroso (Nota 13)	3,376,054	13,924,118
	<u>5,694,174</u>	<u>15,495,565</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.

El efecto total de impuestos al 31 de diciembre de 2011 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, 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 2011 para este asunto fue de 155,000,000 (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 esta glosa; sin embargo la fecha de la resolución final es incierta.

Notas a los estados financieros (continuación)

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 valorados 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 2006 es de 18,000,000 (incluye efecto de la valoración del banco de calidad y de la recuperación del IVA petrolero). El valor de la contingencia utilizando la interpretación del SRI para el período 2003-2011 sería de 76,000,000 (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 Agrio), ya que consideran que tienen derecho a solicitar el reparto del 15% participación a trabajadores por los años 2006 y 2007. La Sucursal enfrenta cerca de 400 reclamos relacionadas con este asunto, por un monto aproximado de 31,800,000.

En la actualidad la mayoría de los juicios que se litigan en la Corte de Quito están a la espera de resoluciones de primera instancia. En el caso de los reclamos realizados en Lago Agrio todavía están en proceso de terminar la primera instancia. 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 2010. Los informes correspondientes incluyen, principalmente, un ajuste por el precio de referencia, la amortización del diferencial cambiario y los cargos indirectos del exterior. Una apelación ha sido presentada ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo, para impugnar la legalidad del proceso para el año 2000-2009.

En enero de 2011, los auditores de la ARCH notificaron al Representante Legal de la Sucursal el informe final para el año 2010. 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

(*) Estas contingencias también fueron aplicables para los estados financieros emitidos al 31 de diciembre de 2010.

24. DETALLE DE GARANTIAS ENTREGADAS

Al 31 de Diciembre de 2011, y 2010 la Sucursal mantiene garantías por 9,289,225 emitidas por bancos locales, que se detallan como sigue:

- A favor del Tribunal Distrital de lo Fiscal por 8,113,941 (8,108,335 en 2010) para cubrir garantías de juicios pendientes con el Servicio de Rentas Internas – SRI. Este valor incluye las garantías por 7,202,360 registradas por la Sucursal como "otros activos".
- A favor del Ministerio del Ambiente por 910,818 (526,038 en 2010) 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
- A favor del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) por 111,500 (94,000 en 2010) 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 152,966 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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.

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:

Notas a los estados financieros (continuación)

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 Secretaría 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 Secretaría 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.

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 2011, 2010 y 1 de enero de 2010:

Notas a los estados financieros (continuación)

	31 de diciembre de				1 de enero de	
	2011		2010		2010	
	1 – 12 meses	Más de 12 meses	1 – 12 meses	Más de 12 meses	1 – 12 meses	Más de 12 meses
Pasivos financieros						
Sobregiros bancarios (Nota 10)	-	-	100,912	-	38,735	-
Cuentas por pagar (Nota 16)	15,063,123	-	9,235,449	-	11,878,272	-
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 17)						
(1)	-		195,060,000		241,148,000	
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 17)	7,095,180	-	7,356,470	-	73,569	-
Total pasivos financieros	22,158,303	-	211,752,831	-	253,138,576	-

(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.

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 gran 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

27. EVENTOS SUBSECUENTES

De acuerdo a la opinión de la administración, entre el 31 de Diciembre de 2011 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron eventos que pudieran tener un efecto importante en los estados financieros.