

Andes Petroleum Ecuador Ltd – Sucursal Ecuador

Estados financieros al 31 de diciembre de 2013 junto
con el informe de los auditores independientes

Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador

Estados financieros al 31 de diciembre de 2013 junto con el informe de los auditores independientes

Contenido

Informe de los Auditores Independientes

Estados Financieros

Estados de situación financiera

Estados de resultados integrales

Estados de cambios en la inversión de la casa matriz

Estados de flujos de efectivo

Notas a los estados financieros

1. Entidad reportante	1
2. Bases de preparación.....	4
2.1. Uso de juicios, estimaciones y supuestos contables significativos.....	4
a) Reservas de crudo	4
b) Gastos de exploración y evaluación.....	5
c) Recuperación de inversiones de producción.....	6
d) Costos de abandono	6
e) Recuperación de activos diferidos de impuesto a la renta	7
f) Contingencias.....	8
2.2. Resumen de las principales políticas contables	8
a) Inversiones de exploración, evaluación y desarrollo	8
b) Propiedad, planta y equipo.....	9
c) Deterioro de activos no financieros	12
d) Efectivo definido como colateral de garantías emitidas (otros activos)	12
e) Inventarios.....	13
f) Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y posterior medición	13
g) Efectivo en caja y bancos.....	18
h) Provisiones.....	18
i) Obligaciones por beneficios post empleo.....	19
j) Pasivos contingentes y activos contingentes	19
k) Reconocimiento de ingresos	20
l) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera	20
m) Costos de producción y transporte.....	21
n) Beneficios a los empleados.....	21

o) Impuestos.....	21
2.3. Normas internacionales emitidas aún no vigentes	23
3. Inversiones de exploración	24
4. Inversiones de producción y desarrollo, neto	24
5. Otras propiedades y equipos.....	27
6. Impuesto a la renta corriente y diferido.....	27
Otros aspectos tributarios.....	30
a) Situación fiscal.....	30
b) Determinación y pago del impuesto a la renta	30
c) Tasa de impuesto a la renta	30
d) Anticipo de impuesto a la renta	30
e) Dividendos en efectivo	31
f) Impuesto a la Salida de Divisas (ISD)	31
g) Precios de transferencia.....	31
7. Inventarios	31
8. Cuentas por cobrar	33
9. Efectivo en caja y bancos	33
10. Instrumentos financieros por categoría.....	33
11. Inversión de la Casa Matriz	34
a) Capital asignado.....	34
b) Reserva de capital.....	34
c) Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF	34
d) Pago de dividendos	35
12. Provisiones	35
(1) Obligaciones por retiro de bienes	35
(2) Pasivo oneroso por ship or pay	36
13. Obligaciones por beneficios post empleo	37
a) Reserva para jubilación patronal	38
b) Desahucio	38
14. Impuestos por pagar.....	39
15. Cuentas por pagar.....	39
(1) Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	40
(2) Participación a trabajadores	40
(3) Provisiones de costos y gastos	40
16. Compañías relacionadas	41
17. Ingresos.....	42
18. Costos y gastos por naturaleza	43
19. Otros ingresos	44
20. Otros gastos	44
21. Gastos financieros.....	44
22. Contingencias.....	45

(a) Deducibilidad de intereses	45
(b) Ship or pay	45
(c) Precio de referencia	45
(d) Conflictos laborales	46
23. Detalle de garantías entregadas.....	46
24. Contratos	47
25. Riesgos financieros	48
(a) El riesgo de crédito.....	48
(b) El riesgo de liquidez	48
(c) Gestión del capital de riesgo	49
(d) Riesgo jurídico, político, y social.....	49
26. Eventos subsecuentes.....	50

Informe de los auditores independientes

A Andes Petroleum Ecuador Ltd.:

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador**, (una sucursal de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Barbados que a su vez es subsidiaria de Andes Petroleum Company Limited- BVI) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en la inversión de Casa Matriz y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, así como el resumen de las principales políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la gerencia sobre los estados financieros

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

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.

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.

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

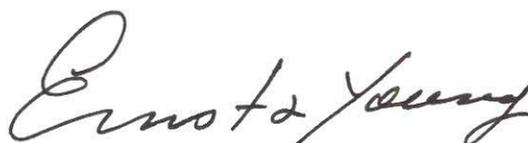
Informe de los auditores independientes (continuación)

Bases para la calificación de la opinión

Como se explica más en detalle en la nota 22, la Sucursal no ha registrado la contingencia tributaria probable por USD 106,374,924 debido a que la gerencia y sus asesores legales consideran que la calificación de esta contingencia es "posible". De acuerdo a la evidencia obtenida y evaluada conforme con las Normas Internacionales de Información Financiera esta contingencia debería ser registrada, ya que existe más de un 50% de probabilidad de pérdida. La falta de registro de esta contingencia ocasiona que los pasivos se encuentren subestimados y el patrimonio sobreestimado en el monto mencionado.

Opinión calificada

En nuestra opinión, excepto por el efecto que se menciona en el párrafo sexto precedente, los estados financieros mencionados en el párrafo primero presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de **Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador** al 31 de diciembre de 2013, 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.



RNAE No. 462



Milton A. Vásquez R.
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
14 de mayo de 2014

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estados de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
Expresados en Dólares de los E.U.A.

	Notas	2013	2012
Activo no corriente:			
Inversiones de exploración	3	4,882,600	53,481,654
Inversiones de producción y desarrollo, neto	4	460,761,551	397,786,629
Otras propiedades y equipos, neto	5	5,004,695	4,541,526
Activo por impuesto a la renta diferido	6	36,653,516	35,764,887
Otros activos	10	11,750,151	11,340,151
Total activo no corriente		<u>519,052,513</u>	<u>502,914,847</u>
Activo corriente:			
Inventarios	7	19,469,128	18,435,209
Gastos anticipados		1,450,096	1,002,448
Cuentas por cobrar	8	98,069,511	99,447,813
Efectivo en caja y bancos	9,10	109,698,819	104,168,295
Total activo corriente		<u>228,687,554</u>	<u>223,053,765</u>
Total activo		<u>747,740,067</u>	<u>725,968,612</u>
Pasivo e inversión de la Casa Matriz			
Inversión de la Casa Matriz			
Capital asignado		2,000	2,000
Resultados acumulados		300,434,049	89,341,468
Total Inversión de la Casa Matriz	11	<u>300,436,049</u>	<u>89,343,468</u>
Pasivo			
Pasivo no corriente			
Provisiones	12	215,591,331	351,508,907
Obligaciones por beneficios post empleo	13	7,232,695	6,157,790
Total pasivo no corriente		<u>222,824,026</u>	<u>357,666,697</u>
Pasivo corriente			
Impuestos por pagar	14	17,299,290	25,765,232
Cuentas por pagar	15	140,395,060	167,821,803
Compañías relacionadas	16	64,288,566	84,930,772
Sobregiro bancario	9,10	2,497,076	440,640
Total pasivo corriente		<u>224,479,992</u>	<u>278,958,447</u>
Total pasivo		<u>447,304,018</u>	<u>636,625,144</u>
Total pasivo e inversión de la Casa Matriz		<u>747,740,067</u>	<u>725,968,612</u>



Zhang Xing
Presidente Ejecutivo



Zeng Wusheng
Jefe de Finanzas y Control Interno



Jaime Estrella
Contador General

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

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estados de resultados integrales

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	2013	2012
Ingresos	17	446,648,228	452,940,695
Costo de producción	18	(255,530,008)	(205,248,245)
Utilidad bruta		191,118,220	247,692,450
Otros ingresos	19	142,017,476	9,584,765
Otros gastos	20	(201,188)	(16,852,413)
Gastos administrativos	18	(66,894,906)	(65,875,146)
Utilidad operativa		266,039,602	174,549,656
Gastos financieros	21	(21,654,959)	(38,536,206)
Utilidad antes de impuesto a la renta		244,384,643	136,013,450
Impuesto a la renta	6	(33,292,062)	(35,784,010)
Utilidad del año		211,092,581	100,229,440
Resultado integral del año		211,092,581	100,229,440



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

Estados de cambios en la inversión de la Casa Matriz

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Resultados acumulados				
	Capital asignado	Ajustes de primera adopción	Reserva de Capital	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2011	<u>2,000</u>	<u>(274,557,870)</u>	<u>180,918,237</u>	<u>123,660,753</u>	<u>30,021,120</u>
Más (menos):					
Utilidad del año	-	-	-	100,229,440	100,229,440
Dividendos pagados (Nota 11 (d))	-	-	-	(40,909,092)	(40,909,092)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>2,000</u>	<u>(274,557,870)</u>	<u>180,918,237</u>	<u>182,981,101</u>	<u>89,341,468</u>
Más:					
Utilidad del año	-	-	-	211,092,581	211,092,581
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>2,000</u>	<u>(274,557,870)</u>	<u>180,918,237</u>	<u>394,073,682</u>	<u>300,434,049</u>


Zhang Xing
Presidente Ejecutivo


Zeng Wusheng
Jefe de Finanzas y Control Interno


Jaime Estrella
Contador General

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

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Estados de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	2013	2012
Flujos de efectivo netos de actividades de operación:			
Utilidad antes de impuesto a la renta		244,384,643	136,013,450
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	18	117,963,495	96,659,067
Costos financieros de la provisión para abandono de campos	21	3,867,098	3,400,725
Actualización cálculo de pasivo oneroso	12	(19,625,717)	29,027,595
Efecto financiero pasivo oneroso (1)	12	(120,805,538)	(29,589,552)
Jubilación patronal y desahucio	13	1,074,905	1,380,644
Variación en capital de trabajo			
Variación de activos – (aumento) disminución			
Inventarios		(1,033,919)	(135,689)
Cuentas por cobrar		1,378,302	9,454,996
Gastos anticipados		(447,648)	22,741
Variación de pasivos – aumento (disminución)			
Cuentas por pagar		(31,643,273)	10,312,629
Compañías relacionadas		(20,642,206)	37,076,592
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		174,470,142	293,623,198
Impuesto a la renta pagado		(38,430,103)	(38,148,791)
Efectivo neto provisto de actividades de operación		136,040,039	255,474,407

(1) Incluye el gasto financiero del año y el uso de la provisión del pasivo oneroso (Nota 12).



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

Estados de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Flujos de efectivo en actividades de inversión:			
Bajas (Adiciones) en inversiones de exploración, netas	3	1,182,363	(38,150,969)
Adiciones en inversiones de producción y desarrollo y otras propiedades y equipos, neto	4, 5	(133,338,314)	(100,307,994)
Baja de activos fijos	5	-	276,459
Incremento en otros activos		(410,000)	(4,137,792)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		<u>(132,565,951)</u>	<u>(142,320,296)</u>
Flujo de efectivo en actividades de financiamiento:			
Dividendos pagados		-	(40,909,092)
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento		<u>-</u>	<u>(40,909,092)</u>
Incremento (decremento) neto en efectivo		3,474,088	72,245,019
Saldos al comienzo del año		103,727,655	31,482,636
Efectivo en caja y bancos al final del período	9	<u>107,201,743</u>	<u>103,727,655</u>



Zhang Xing
Presidente Ejecutivo



Zeng Wusheng
Jefe de Finanzas y Control Interno



Jaime Estrella
Contador General

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

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012

Expresados en Dólares E.U.A.

1. ENTIDAD REPORTANTE

Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador es una Sucursal de Andes Petroleum Ecuador Ltd. constituida en Barbados que a su vez es subsidiaria de Andes Petroleum Company Limited de las Islas Vírgenes Británicas. Esta última es finalmente controlada por China National Petroleum Corporation (CNPC) que mantiene un 55% de participación, su otro accionista es China Petrochemical Corporation (Sinopec Group) que mantiene una participación del 45% restante en la Casa Matriz. CNPC y China Petrochemical Corporation son entidades estatales directamente controladas por la República Popular China. La Sucursal fue domiciliada en el Ecuador en el año de 1973 y su actividad principal es la exploración y explotación de petróleo crudo.

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

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

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

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

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

- La prestación de servicios se refiere a la ejecución de las actividades contenidas en el Plan de Actividades con sus inversiones estimadas asociadas
- La tarifa acordada para la prestación del servicio fue de 35 por barril en el Bloque Tarapoa. La tarifa incluye la estimación de la amortización de las inversiones históricas y futuras, la estimación de los costos de operación (OPEX) y una tasa razonable de rendimiento.

Notas a los estados financieros (continuación)

De conformidad con el Anexo J del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), las Partes acordaron que a partir de la Fecha Efectiva, el Pago a la Contratista se efectuará en especie (petróleo crudo) y su recuperación se basa en los "Ingresos Disponibles", que se calculan utilizando la siguiente fórmula:

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

Si el ingreso disponible no es suficiente para cubrir el pago de la tarifa, el saldo faltante mensual se acumula durante el mes o año fiscal pertinente hasta que el ingresos disponibles sea suficientes en cuyo caso la Secretaría debe realizar el pago. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación del Contrato, se extinguirá. De conformidad con lo acordado, la Secretaría de Hidrocarburos, por el año terminado al 31 de diciembre de 2013, 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 Secretaría de Hidrocarburos.

- Bajo el nuevo Contrato, la Sucursal incrementó el área de contrato en 57,580 hectáreas adicionales de extensión en el bloque Tarapoa y ha logrado una extensión del plazo hasta el 31 de diciembre de 2025. Conforme a las regulaciones legales del Ecuador, en caso de terminación del contrato de Prestación de Servicios en el Bloque Tarapoa, ya sea debido al vencimiento del plazo o por otro motivo establecido en la ley, o por incumplimiento por parte de la Contratista con las obligaciones establecidas en la ley y el contrato, todos los pozos, equipos, herramientas, maquinaria, instalaciones y mobiliario adquiridos para efecto del contrato sean revertidos al Estado ecuatoriano, sin costo y en buenas condiciones de funcionamiento.

Notas a los estados financieros (continuación)

- El impuesto al valor agregado ("IVA") constituirá crédito tributario y será compensado con el IVA por la tasa de servicio facturado a la Secretaría de Hidrocarburos.
- Se aplicará un factor de corrección para contrarrestar el desequilibrio económico cuando ocurriese cualquiera de los siguientes eventos:
 - a) Cambios en los porcentajes de los impuestos aplicables, creación de nuevos impuestos, eliminación de impuestos
 - b) Cambios en las leyes relacionadas con el cálculo de la Base Imponible para el cálculo de impuesto a la renta.
 - c) Cambios en la tasa de la participación a trabajadores.
 - d) Cambios en el crédito tributario del IVA.
 - e) Cambios en la legislación de hidrocarburos.
 - f) Cambios en la legislación ambiental.
 - g) La imposición, eliminación o modificación de gravámenes, regalías, primas de entrada, derechos superficiales, pagos de compensación y/o cualquier otro tipo de gravamen, contribuciones o participaciones no tributarias.
 - h) Reducción de la tasa máxima de producción.
 - i) Cambios en el régimen monetario (dólares estadounidenses).
- La Sucursal es responsable, dentro del área del contrato, del cumplimiento de las obligaciones, compromisos y condiciones ambientales previstas en la Ley Aplicable y deberá responder por los daños tanto sociales como ambientales que pueda causar por la prestación de los servicios objeto del Contrato.
- La Sucursal tenía que realizar una auditoría socio – ambiental dentro del primer año del Contrato. En mayo de 2013, se enviaron los informes de los ejercicios de Auditoría Socio-Ambiental Integral divididos en 2 áreas según lo solicitado: área anteriormente operada y para el área añadida. En relación al primero, en febrero de 2014, se recibieron las observaciones de este ejercicio, las cuales serán respondidas durante el mes de mayo. Respecto al ejercicio de Auditoría del área añadida, hasta el momento no hemos recibido ninguna comunicación y observación.
- 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

Notas a los estados financieros (continuación)

produzcan con posterioridad a la fecha efectiva y que sean derivados del contrato original o de los contratos modificatorios anteriores. La Sucursal podrá ejercer todas las acciones administrativas, judiciales y/o arbitrales, incluyendo los reclamos o demandas o indemnizaciones como consecuencia directa de dichos actos posteriores a la fecha efectiva que sean derivados del contrato original o de los contratos modificatorios anteriores. Se exceptúan también las acciones judiciales y administrativas iniciadas antes de la fecha efectiva de este Contrato. También se exceptúan los valores que como consecuencia de los procesos judiciales y administrativos se vuelvan exigibles a favor de la Sucursal Contratista, y aquellos valores que consten en contratos, convenios o acuerdos suscritos entre la Sucursal y cualquier entidad del Estado ecuatoriano que se encuentren vigentes a la fecha de vigencia.

2. BASES DE PREPARACIÓN

Los estados financieros de la Sucursal han sido preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés), vigentes al 31 de diciembre de 2013.

Los estados financieros han sido preparados sobre la base del costo histórico, con excepción de los beneficios a empleados post – empleo que son valorizados en base a métodos actuariales. Los estados financieros se presentan en dólares de los Estados Unidos de América que es la moneda de uso legal en el Ecuador.

2.1 Uso de juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

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

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

a) Reservas de crudo

Las inversiones de producción se amortizan en base a unidades de producción en función a una tasa calculada sobre el total de reservas probadas desarrolladas, certificadas por expertos independientes. Las reservas probadas de petróleo son las cantidades estimadas de petróleo crudo que demuestran los datos geológicos y de ingeniería con razonable certeza que podrían recuperarse en años

Notas a los estados financieros (continuación)

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 4).

El valor en libros de las inversiones de producción al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detalla en la Nota 4.

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 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 sub-clasificación, 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 4 años para el año 2013 (5 años para el año 2012).
- La tasa de inflación que ha sido aplicada a los costos de abandono para el año 2013 fue del 4,35% (5.08% para el año 2012).
- La tasa de descuento que ha sido aplicada al pasivo de abandono para el año 2013 fue de 8,17% (5.71% para el año 2012).

La Sucursal definió como su mejor estimado de los años de descuento de los activos que no se encuentran operativos, un horizonte de 4 años para el año 2013 (5 años en 2012) basados en las actividades de la auditoría ambiental y los trabajos de abandono que se realizaran durante ese período.

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

Se requiere juicio para determinar si los activos diferidos de impuesto a la renta se deben reconocer en el estado de situación financiera. Los activos diferidos de impuesto a la renta, incluyendo los que se derivan de las pérdidas tributarias no amortizadas, requieren ser evaluados por la administración, para definir la probabilidad de que la Sucursal pueda generar suficientes ganancias gravables en ejercicios futuros, a fin de utilizar los activos diferidos del impuesto a la renta reconocidos. Las suposiciones sobre la generación de ganancias gravables futuras dependen de las estimaciones realizadas por la administración de los flujos de efectivo futuros. Dichas estimaciones de ganancias gravables futuras se basan en los flujos de efectivo proyectados de las operaciones (que se ven afectados por los volúmenes de producción y ventas, precios del petróleo, reservas, costos de operación, costos de abandono, gastos de capital, dividendos y otras operaciones de gestión del capital) y el criterio sobre la aplicación de las leyes tributarias existentes en cada jurisdicción. En la medida en que los flujos de efectivo futuros y las ganancias gravables difieran significativamente de las estimaciones, podría verse afectada la capacidad de la Sucursal de realizar los activos diferidos netos del impuesto a la renta reportado. Los cambios futuros que podrían surgir en ley tributaria ecuatoriana podrían limitar la capacidad de la Sucursal de obtener deducciones de impuestos en ejercicios futuros.

Notas a los estados financieros (continuación)

f) Contingencias

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

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

2.2 Resumen de las principales políticas contables

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

a) Inversiones de exploración, evaluación y desarrollo

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

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

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.
- 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

- 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.

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:

Equipos de cómputo y comunicación	3 - 5 años
Vehículos y equipo pesado	5 años
Muebles, enseres y equipo de campo	10 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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

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

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

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

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

e) Inventarios

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

El volumen de petróleo crudo en los inventarios de la Sucursal está valorado al costo de producción más reciente. El petróleo crudo en los inventarios de la Sucursal incluye el crudo mantenido en oleoductos y tanques de almacenamiento, así como el petróleo crudo vendido por la Sucursal por debajo de su participación con respecto al petróleo crudo producido (sublevante). Al 31 de diciembre de 2013, 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 7).

f) Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y posterior medición

i. Activos financieros

Reconocimiento y medición inicial-

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

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

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

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

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

Medición posterior-

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

como garantía, y cuentas por cobrar.

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

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

Baja en cuentas-

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

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

declaren en quiebra u adopten otra forma de reorganización financiera, o cuando datos observables indiquen que existe una disminución medible en los flujos de efectivo futuros estimados, así como cambios adversos en el estado de los pagos en mora, o en las condiciones económicas que se correlacionan con los incumplimientos.

Deterioro de activos financieros contabilizados al costo amortizado-

Para los activos financieros contabilizados al costo amortizado, la Sucursal primero evalúa si existe evidencia objetiva de deterioro del valor, de manera individual para los activos financieros que son individualmente significativos, o de manera colectiva para los activos financieros que no son individualmente significativos. Si la Sucursal determina que no existe evidencia objetiva de deterioro del valor para un activo financiero evaluado de manera individual, independientemente de su significancia, incluye a ese activo en un grupo de activos financieros con características de riesgo de crédito similares, y los evalúa de manera colectiva para determinar si existe deterioro de su valor.

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

El importe en libros del activo se reduce a través del uso de una cuenta de provisión y el importe de la pérdida se reconoce en el estado de resultados. Los intereses ganados se siguen devengando sobre el importe en libros reducido del activo, utilizando la tasa de interés utilizada para descontar los flujos de efectivo futuros a los fines de medir la pérdida por deterioro del valor. Los intereses ganados se registran como ingreso financiero en el estado de resultados. Los préstamos y la provisión correspondiente se dan de baja cuando no existen expectativas realistas de un recupero futuro y todas las garantías que sobre ellos pudieran existir se efectivizaron o transfirieron la 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

Notas a los estados financieros (continuación)

razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por pagar, o como derivados designados como instrumentos de cobertura en una cobertura eficaz, según corresponda.

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

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles.

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

Medición posterior-

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

Préstamos y cuentas por pagar

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

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

La cuenta por pagar que mantiene la Sucursal con su Casa Matriz corresponde a un pasivo financiero 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

Valor razonable de los instrumentos financieros-

La Sucursal mide sus instrumentos financieros al valor razonable en cada fecha del estado de situación financiera.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría al transferir un pasivo en una transacción acordada entre participantes de un mercado a la fecha de medición.

El valor razonable de un activo o pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes en el mercado usarían al ponerle valor al activo o pasivo, asumiendo que los participantes en el mercado actúan en su mejor interés económico. La Sucursal utiliza técnicas de valuación que son apropiadas en las circunstancias y por las cuales tiene suficiente información disponible para medir al valor razonable, maximizando el uso de datos observables relevantes y minimizando el uso de datos no observables.

Todos los activos y pasivos por los cuales se determinan o revelan valores razonables en los estados financieros son clasificados dentro de la jerarquía de valor razonable, descritas a continuación, en base al nivel más bajo de los datos usados que sean significativos para la medición al valor razonable como un todo:

- a) Nivel 1 - Precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- b) Nivel 2 - Técnicas de valuación por las cuales el nivel más bajo de información que es significativo para la medición al valor razonable es directa o indirectamente observable.
- c) Nivel 3 - Técnicas de valuación por las cuales el nivel más bajo de información que es significativo para la medición al valor razonable no es observable.

Para los activos y pasivos que son reconocidos al valor razonable en los estados financieros sobre una base recurrente, La Sucursal determina si se han producido transferencias entre los diferentes niveles dentro de la jerarquía mediante la revisión de la categorización al final de cada período de reporte. Asimismo, la Administración analiza los movimientos en los valores de los activos y pasivos que deben ser valorizados de acuerdo con las políticas contables.

Para propósitos de las revelaciones de valor razonable, La Sucursal ha determinado las clases de

Notas a los estados financieros (continuación)

activos y pasivos sobre la base de su naturaleza, características y riesgos y el nivel de la jerarquía de valor razonable tal como se explicó anteriormente.

g) Efectivo en caja y bancos

El efectivo en caja y bancos incluyen el efectivo en caja, depósitos realizados en bancos y los sobregiros bancarios. Los sobregiros bancarios se muestran en los pasivos corrientes en el Estado de Situación. Esta política contable fue incluida con el fin de clarificar las revelaciones del estado de flujo de efectivo.

h) Provisiones

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

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

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

costos estimados se capitaliza incrementando el valor en libros de las inversiones de producción en la medida en que se incurrieron para el desarrollo/construcción del campo.

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

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

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

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

i) Obligaciones por beneficios post empleo

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

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

j) Pasivos contingentes y activos contingentes

Los pasivos contingentes no son reconocidos (excepto aquellos mencionados en la política de provisiones) y son evaluados de forma continua para determinar si habrá una probable salida de

Notas a los estados financieros (continuación)

recursos económicos en la cual se reconocerá una provisión en el estado de situación en el período en el que se produce el cambio en la probabilidad. Se revelan todos los pasivos contingentes a menos que la posibilidad de una salida de recursos que incorpore beneficios económicos, sea remota.

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

k) Reconocimiento de ingresos

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

Tarifa de servicio

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

l) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

i. Moneda funcional y de información

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

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

ii. Transacciones y balances

Las transacciones realizadas en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando las tasas de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las diferencias en cambio y las pérdidas resultantes de la liquidación de dichas operaciones y de la conversión a la tasa de cambio al

Notas a los estados financieros (continuación)

final del año de activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son reconocidos en el estado de resultados integrales, excepto cuando se encuentran diferidas en el patrimonio calificadas como coberturas de flujo de efectivo y calificadas como coberturas de inversiones netas.

m) **Costos de producción y transporte**

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

n) **Beneficios a los empleados**

Participación a trabajadores

La Sucursal reconoce como pasivo y gasto la participación laboral a pagar a los empleados, la cual se calcula a una tasa legal del 15% sobre la utilidad gravable determinada de acuerdo con las normas tributarias del Ecuador a las subsidiarias que operan contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. Conforme a la Reforma a la Ley de Hidrocarburos que entró en vigencia el 1 de julio de 2010, solo el 3% de dicha participación se pagará a los empleados, y el 12% restante será transferido al Estado ecuatoriano para su posterior inversión en las comunidades 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 15 y 18).

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

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

o) **Impuestos**

i. Impuesto a la renta corriente

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

ii. Impuesto a la renta diferido

El impuesto a la renta diferido se reconoce en las diferencias entre los valores en libros de los activos y los pasivos en los estados financieros y las bases imponibles correspondientes utilizadas en el

Notas a los estados financieros (continuación)

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 imponibles, 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 imponibles estén disponibles contra los cuales las diferencias temporarias deducibles pueden ser utilizadas. Dichos activos y pasivos no se reconocen si la diferencia temporal surge de la plusvalía o del reconocimiento inicial (salvo en una combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una transacción que no afecta ni a la base 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

Notas a los estados financieros (continuación)

negocios. En el caso de una combinación de negocios, el efecto impositivo se toma en cuenta en el cálculo de la plusvalía o en la determinación del exceso de la participación del adquirente en el valor razonable de los activos identificables adquiridos, pasivos y pasivos contingentes sobre el costo de la combinación de negocios.

2.3 Normas internacionales emitidas aún no vigentes

La Sucursal decidió no adoptar anticipadamente las siguientes normas e interpretaciones que fueron emitidas por el IASB, pero que no son efectivas al 31 de diciembre de 2013:

- **NIC 32 “Instrumentos Financieros: Presentación – Compensación de activos y pasivos financieros (modificación)”**

Efectiva para períodos que comiencen en o a partir del 1 de enero de 2014. La modificación precisa el significado de "cuenta actualmente con un derecho legal de compensación" y los criterios de los mecanismos de solución no simultáneas de las cámaras de compensación para tener derecho a la compensación. Además, esta enmienda aclara que para compensar dos o más instrumentos financieros, las entidades deben tener un derecho de compensación que no puede estar condicionado a un hecho futuro, y debe ser de cumplimiento obligatorio las siguientes circunstancias: (i) el curso normal de sus operaciones, (ii) un evento de incumplimiento, y (iii) en caso de insolvencia o quiebra de la entidad o de cualquiera de las contrapartes.

- **NIIF 9 "Instrumentos financieros: Clasificación y Medición"**

Esta norma no tiene una fecha efectiva de entrada en vigencia. La NIIF 9 refleja la primera fase del trabajo del IASB para el reemplazo de la NIC 39 y se refiere a la clasificación y medición de los activos financieros tal como se definen en la NIC 39. La aprobación de la primera fase de la NIIF 9 tendrá un efecto sobre la clasificación y medición de los activos financieros de la Sucursal, pero potencialmente no tendrá ningún impacto sobre la clasificación y medición de pasivos financieros. Asimismo, la NIIF 9 introduce nuevos requisitos para la utilización de la contabilidad de cobertura, con la finalidad de que ésta se encuentre alineada con la gestión de riesgos de una compañía.

- **CINIIF 21 “Gravámenes”**

Efectiva para períodos que comiencen en o a partir del 1 de enero de 2014. La CINIIF 21 aclara que una entidad reconoce un pasivo por un gravamen cuando la actividad que dé lugar al pago, tal como se identifica en la legislación pertinente, se realiza. Para un gravamen que se activa al alcanzar un umbral mínimo, la interpretación aclara que ningún pasivo debe ser anticipado antes de alcanzar el umbral mínimo especificado.

La Sucursal está en proceso de evaluar el impacto de la aplicación de estas normas, si lo hubiere, en sus estados financieros, así como en las revelaciones en las notas a los estados financieros.

Notas a los estados financieros (continuación)

Otras normas a continuación mencionadas, fueron emitidas pero todavía no son efectivas a la fecha de emisión de los estados financieros de la Sucursal y la Administración considera que no serán aplicables a la Sucursal:

Normativa	Fecha efectiva
NIC 39 Novación de derivados y continuidad de la contabilidad de coberturas (modificaciones)"	Enero 1, 2014
"Entidades de inversión" (modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 27)	Enero 1, 2014

3. INVERSIONES DE EXPLORACION

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 las inversiones de exploración estaban formadas como sigue:

	<u>Tarapoa</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2011	15,330,685
Adiciones (1)	38,150,969
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>53,481,654</u>
Adiciones (1)	26,248,897
Transferencia a inversiones de producción (Nota 4)	(47,416,591)
Transferencia a costos de producción	(22,147,476)
Baja de costos de exploración no exitosa	(5,283,884)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>4,882,600</u>

De acuerdo con actividades comprometidas establecidas en el Contrato de Prestación de Servicios mencionado en la Nota 1, durante los años 2013 y 2012 la Sucursal ha incurrido en costos de exploración, los cuales han sido capitalizados luego de la evaluación técnica correspondiente.

Durante el año 2013 se obtuvieron planes de desarrollo para los proyectos de Dorine Norte, las cuales se reconocieron como inversiones de producción y desarrollo. Al 31 de diciembre de 2013 está pendiente por parte de la Sucursal la obtención del plan de desarrollo para el proyecto Tarapoa Norte, a fin que sea reconocido como inversiones de producción.

(1) Las adiciones efectuadas durante los años 2013 y 2012 estuvieron relacionadas con los campos Esperanza, Colibrí, Chorongo, Marian Norte, Dorine Norte y Tarapoa oeste, localizados en el Bloque Tarapoa, y Tarapoa Noroeste.

4. INVERSIONES DE PRODUCCIÓN Y DESARROLLO, NETO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 los movimientos de las inversiones de producción y su amortización fueron como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>Tarapoa</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2011	388,271,243
Adiciones, netas	98,689,668
Obligación por retiro de bienes (Nota 12)	5,781,345
Amortización del año (Nota 18)	<u>(94,955,627)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	397,786,629
Adiciones, netas	131,408,930
Transferencias desde exploración (Nota 3)	47,416,591
Obligación por retiro de bienes (Nota 12)	646,579
Amortización del año (Nota 18)	<u>(116,497,178)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>460,761,551</u>

Los gastos de amortización por los años terminados el 31 de Diciembre de 2013 y 2012 han sido registrados como costo de producción en el estado de resultados integrales. (Ver Nota 18).

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 2013 y 2012 no se ha determinado una pérdida por deterioro del valor de los activos para el Bloque Tarapoa.

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

Debido al cambio del Contrato de Participación al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, las siguientes estimaciones fueron consideradas por la administración para efectuar un nuevo análisis del deterioro del valor de los activos:

<u>Supuestos:</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Tarifa de servicio (en US\$)	36.10	35.00
Tasa de descuento	12.00%	12.00%
<u>Cálculo:</u>		
Valor presente neto	783,264,961	737,452,879
Valor neto en libros de las inversiones y otros activos y equipos menos trabajos en proceso	440,187,538	<u>397,586,365</u>
Diferencia	<u>343,077,423</u>	<u>339,866,514</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

Ingreso disponible:

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

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

Cálculo de la tarifa de acuerdo al precio WTI:

	Bloque Tarapoa
Precio mínimo WTI	56.00
Diferencial	(6.00)
Precio mínimo de referencia (Napo)	50.00
Ajuste de calidad	1.93
Precio por bloque	51.93
25% margen de soberanía	(12.98)
Costo de transporte	(1.44)
Ley 10	(1.00)
Gastos de venta	(0.01)
Ingreso disponible	36.50
Tarifa	35.77
Diferencia	0.73

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. Las reservas de los años 2013 y 2012 fueron certificadas por el especialista.

	Reservas probadas desarrolladas en miles de barriles	
	2013	2012
Bloque Tarapoa	41,807	44,717

Notas a los estados financieros (continuación)

5. OTRAS PROPIEDADES Y EQUIPOS

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 los movimientos de otras propiedades y equipos se formaba de la siguiente manera:

	<u>Terrenos</u>	<u>Vehículos y equipo pesado</u>	<u>Muebles y enseres y equipo de campo</u>	<u>Equipos de computación y comunicación</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2011	512,607	855,715	1,541,655	1,993,122	4,903,099
Adiciones	416,769	62,835	173,787	964,935	1,618,326
Bajas	(255,535)	(20,058)	(866)	-	(276,459)
Depreciación del año (Nota 18)	-	(189,336)	(545,323)	(968,781)	(1,703,440)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	673,841	709,156	1,169,253	1,989,276	4,541,526
Adiciones	822	-	257,655	1,672,127	1,930,604
Bajas	-	-	(1,119)	-	(1,119)
Depreciación del año (Nota 18)	-	(190,799)	(365,668)	(909,849)	(1,466,316)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	674,663	518,357	1,060,121	2,751,554	5,004,695

El gasto de depreciación por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 fue registrado en el rubro de gastos administrativos en el estado de resultados integrales. (Ver Nota 18).

6. IMPUESTO A LA RENTA CORRIENTE Y DIFERIDO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el gasto de impuesto a la renta se formaba de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Impuesto corriente (Nota 14)	34,180,691	38,841,720
Impuesto diferido	(888,629)	(3,057,710)
Gasto de impuesto a la renta	33,292,062	35,784,010

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 2013 y 2012 es como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Utilidad antes de Impuestos	244,384,643	136,013,450
Impuesto a la renta Ecuador al 22% (2012: 23%)	53,764,621	31,283,094
Diferencias permanentes:		
Efecto de pasivo oneroso	(11,476,215)	11,261,302
Impuesto diferido de pasivo oneroso	(6,406,854)	(7,312,745)
Efecto financiero de la provisión para abandono de campos	215,731	782,167
Otros	(2,805,221)	(229,808)
Total gasto de impuesto a la renta	<u>33,292,062</u>	<u>35,784,010</u>

Los movimientos del impuesto a la renta diferido durante los años 2013 y 2012 fueron:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Saldo al inicio del año	35,764,887	32,707,177
Registrado al ingreso del año	888,629	3,057,710
Saldo al final del año	<u>36,653,516</u>	<u>35,764,887</u>

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	Obsoles- cencia de inventarios	Base fiscal del valor de inversiones en exceso del valor en libros	Sublevante de crudo	Provisión jubilación patronal y desahucio	Obligación por retiro de bienes	Provisión cobrabilidad bajo levante	Contribución para la investigación científica	Plan de ahorro	Pasivo oneroso	Total
Saldo a Diciembre 31, 2011	1,385,836	24,635,679	-	239,731	5,662,157	-	783,774	-	-	32,707,177
Cargo a resultados del año	-	(4,488,294)	(15,465)	42,005	(1,024,876)	1,739,828	(783,774)	275,541	7,312,745	3,057,710
Saldo al 31 de diciembre de 2012	1,385,836	20,147,385	(15,465)	281,736	4,637,281	1,739,828	-	275,541	7,312,745	35,764,887
Cargo a resultados del año	-	4,301,589	-	6,743	2,782,646	(69,687)	-	274,192	(6,406,854)	888,629
Saldo al 31 de diciembre de 2013	1,385,836	24,448,974	(15,465)	288,479	7,419,927	1,670,141	-	549,733	905,891	36,653,516

Activo por impuesto diferido por unidad fiscal al 31 de diciembre de 2013 y 2012 de la siguiente manera:

	2013	2012
Inventario obsoleto	1,385,836	1,385,836
Obligación por retiro de bienes	7,419,927	4,637,281
Sublevante de crudo / Valuación de inventarios de crudo	(15,465)	(15,465)
Provisión cobrabilidad bajo levante	1,670,141	1,739,828
Exceso de base fiscal de inversiones al valor en libros	24,448,974	20,147,385
Provisión jubilación patronal y desahucio	288,479	281,736
Plan de ahorro	549,733	275,541
Pasivo oneroso	905,891	7,312,745
Total	36,653,516	35,764,887

Otros aspectos tributarios

a. Situación fiscal-

De acuerdo con disposiciones legales, la autoridad tributaria tiene la facultad de revisar las declaraciones del impuesto a la renta de la Sucursal, dentro del plazo de hasta tres años posteriores contados a partir de la fecha de presentación de la declaración del impuesto a la renta, siempre y cuando haya cumplido oportunamente con sus obligaciones tributarias. El Servicio de Rentas Internas ha auditado a la Sucursal hasta el año 2009.

A la fecha, el Servicio de Rentas Internas tiene el derecho de revisar el impuesto a la renta del año 2011 al 2013.

b. Determinación y pago del impuesto a la renta-

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

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

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

c. Tasa de impuesto a la renta-

Las tasas del impuesto a la renta son las siguientes:

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

d. Anticipo de impuesto a la renta-

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

Notas a los estados financieros (continuación)

e. Dividendos en efectivo-

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

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

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

- La transferencia o traslado de divisas al exterior.
- Los pagos efectuados desde el exterior, inclusive aquellos realizados con recursos financieros en el exterior de la persona natural o la sociedad o de terceros.
- Las importaciones pendientes de pago registradas por más de doce meses.
- Las exportaciones de bienes y servicios generados en el Ecuador, efectuadas por personas naturales o sociedades domiciliadas en el Ecuador, cuando las divisas correspondientes a los pagos por concepto de dichas exportaciones no ingresen al Ecuador.
- La tasa del Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) es del 5%.

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

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

g. Precios de transferencia

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el estudio de precios de transferencia requerido por disposiciones legales vigentes se encuentra en proceso. Sin embargo, de acuerdo con la Administración de la Sucursal y sus asesores legales, no existirán ajustes por precios de transferencia.

7. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el inventario estaba formado como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Petróleo crudo en líneas y contenedores (1)	5,601,259	6,023,382
Materiales y repuestos:		
En bodegas	20,157,787	18,796,109
En tránsito	2,673,253	2,365,865
	<u>28,432,299</u>	<u>27,185,356</u>
(Menos)		
Provisión para obsolescencia	(6,299,256)	(6,299,256)
Provisión sublevante de crudo (2)	(2,663,915)	(2,450,891)
	<u>19,469,128</u>	<u>18,435,209</u>

El costo de los inventarios reconocidos como gastos e incluidos en el costo de producción fue de 16,039,635 para el año 2013 (14,886,906 en el año 2012). (Ver Nota 18).

- (1) Al 31 de diciembre de 2013 representan 103,293 (115,019 en 2012) 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 2013 y 2012 incluye un total de 205,061 barriles de crudo de seguridad nacional y SOTE valuados a un costo de producción aproximado de 20 por barril.

- (2) Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal no ha liquidado ciertos rubros pendientes provenientes del contrato de participación vigente hasta el 31 de Diciembre del 2010. La administración ha efectuado el mejor estimado de recuperabilidad del petróleo crudo concluyendo que es incierta, por lo que ha decidido registrar una provisión de sublevante, neta de los costos asociados que aún no han sido realizados (regalía de precio, costo de transporte y otros impuestos relacionados). Este valor fue registrado como otros gastos en años anteriores.

El movimiento de la provisión de sublevante de crudo para los años terminados el 31 de Diciembre de 2013 y 2012 fue como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Saldo inicial	2,450,891	3,406,094
Más (menos):		
Actualización sublevante	213,024	-
Baja por venta de crudo (i)	-	(955,203)
Saldo Final	<u>2,663,915</u>	<u>2,450,891</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

- (i) Se genera a consecuencia de una venta local de 74,368 barriles de petróleo crudo que se efectuó entre la Sucursal y su relacionada Oleoducto de Crudos Pesados – OCP. (Nota 19). Con lo que los barriles de crudo que constituyen la provisión disminuyeron.

8. CUENTAS POR COBRAR

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 las cuentas por cobrar estaban formadas de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Secretaría de Hidrocarburos (1) (Nota 10)	46,448,884	43,674,689
IVA por recuperar (2) (Nota 10)	14,440,204	14,440,204
Compañías relacionadas (Notas 10 y 16)	36,572,769	40,366,821
Préstamos y avances a empleados	414,558	874,083
Otros (Nota 10)	193,096	92,016
	<u>98,069,511</u>	<u>99,447,813</u>

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

9. EFECTIVO EN CAJA Y BANCOS

Para propósitos del estado de flujos de efectivo, el efectivo en caja y bancos incluye el efectivo en caja y bancos neto de los sobregiros bancarios. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 una reconciliación del efectivo y equivalentes de efectivo al final del año, presentado en el estado de flujos de efectivo es como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Efectivo en caja y bancos (Nota 10)	109,698,819	104,168,295
Sobregiros bancarios (Nota 10)	(2,497,076)	(440,640)
	<u>107,201,743</u>	<u>103,727,655</u>

10. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	2013		2012	
	No corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos financieros medidos a costo amortizado (3)				
Efectivo en caja y bancos (Nota 9)	-	109,698,819	-	104,168,295
Cuentas por cobrar (Nota 8) (1)	-	98,069,511	-	98,573,730
Otros activos (2)	11,750,151	-	11,340,151	-
Total activos financieros	11,750,151	207,768,330	11,340,151	202,742,025
Pasivos financieros medidos a costo amortizado (3)				
Sobregiros bancarios (Nota 9)	-	2,497,076	-	440,640
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 16) (1)	-	60,556,899	-	81,556,899
Cuentas por pagar (Nota 15) (1)	-	14,114,688	-	15,443,379
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 16)	-	3,731,667	-	3,373,873
Total pasivos financieros	-	80,900,330	-	100,814,791

- (1) Los activos y pasivos financieros no generan intereses que conlleven a una utilidad o pérdida debido a su condición de corrientes.
- (2) Incluye un total de 11,393,017 de garantías mantenidas con la Compañía Seguros Confianza a favor del Servicio de Rentas Internas – SRI como colateral de los litigios que mantiene la Sucursal con este ente regulador (Nota 23) y un total de 357,134 de certificados por cobrar al CORPEI.
- (3) Se reconocen a su valor nominal que es equivalente a su costo amortizado pues no generan intereses y son pagaderos hasta en 90 días.

11. INVERSIÓN DE LA CASA MATRIZ

a) Capital asignado

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

b) Reserva de capital

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

primera vez de las NIIF, solo podrá ser absorbido por los resultados acumulados y los del último ejercicio económico concluido.

d) Pago de dividendos

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

12. PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 las provisiones estaban formadas como sigue:

	Obligación por retiro de bienes (1)	Pasivo oneroso por ship or pay (2)	Total
Saldo al 31 de Diciembre del 2011	58,826,361	293,673,821	352,500,182
Registrado en inversiones de producción (Nota 4)	5,781,345	-	5,781,345
Actualización financiera (Nota 21)	3,400,725	35,135,481	38,536,206
Actualización del pasivo oneroso (Nota 19)	-	29,027,595	29,027,595
Uso del pasivo oneroso aplicado a otros gastos (Nota 19)	-	(15,200,895)	(15,200,895)
Uso del pasivo oneroso aplicado al gasto de capacidad de transporte	-	(49,524,138)	(49,524,138)
Reclasificación porción corriente	-	(9,611,388)	(9,611,388)
Saldo al 31 de Diciembre del 2012	68,008,431	283,500,476	351,508,907
Registrado en inversiones de producción (Nota 4)	646,580	-	646,580
Actualización financiera (Nota 21)	3,867,098	17,787,861	21,654,959
Actualización del pasivo oneroso (Nota 19)	-	(120,805,538)	(120,805,538)
Uso del pasivo oneroso aplicado a otros gastos (Nota 19)	-	(18,901,360)	(18,901,360)
Uso del pasivo oneroso aplicado al gasto de capacidad de transporte	-	(50,537,947)	(50,537,947)
Reclasificación porción corriente	-	32,025,729	32,025,729
Saldo al 31 de Diciembre del 2013	72,522,109	143,069,221	215,591,330

(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 128,997,257 (110,671,859 en el año 2012) el cual ha sido descontado a una tasa de 8.17% (5.71% en el año 2012), la cual refleja el costo del dinero a través del tiempo. Al 31 de diciembre del 2013, la obligación ha sido actualizada de acuerdo al siguiente plan para abandono de campos:

Notas a los estados financieros (continuación)

	Tarapoa
Se utilizará en 4 años	65,310,466
Se utilizará en 12 años	63,686,791
Provisión para abandono de campos, sin descuento	128,997,257
Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 8.17%	72,522,109

Al 31 de diciembre del 2012, la obligación ha sido actualizada de acuerdo al siguiente plan para abandono de campos:

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

(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 2013 y hasta el año 2018 (fecha en que el contrato de transporte finaliza).

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el cálculo del pasivo oneroso fue como sigue:

	2013	2012
Barriles de petróleo crudo pendientes de transportar, según estimado de producción, por el tiempo remanente de la concesión	189,825,688	228,403,848
Tarifa estimada de transporte usada (a)	1,57	2,42
Obligación total de la Sucursal con OCP	298,776,141	552,578,571
Menos ingreso estimado por contrato de transporte con el Estado (b)	53,349,968	62,103,328
Flujo de caja neto	245,426,173	490,475,243
Tasa de descuento usada para determinar el valor presente	9.50%	9.50%
Valor presente de la obligación neta del contrato de ship or pay con OCP	187,240,644	359,697,629
(Menos) porción corriente del pasivo oneroso (Nota 15)	44,171,423	76,197,153
	143,069,221	283,500,476

(a) La variación en la tarifa de transporte entre los años 2013 y 2012 estuvo relacionada con la capitalización de la deuda subordinada que mantenía el Oleoducto de Crudos Pesados - OCP con Andes Petroleum Company Limited – BVI

Notas a los estados financieros (continuación)

(accionista final de la Sucursal). La cual se generó como resultado de una decisión de tomada por la socia del Oleoducto de Crudos Pesados – OCP.

- (b) El ingreso estimado fue calculado tomando en cuenta la tarifa de transporte acordada con el Estado ecuatoriano (1.436 por barril) multiplicada por la producción estimada de los Bloques Tarapoa, 14 y 17.

13. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 las obligaciones por beneficios post empleo se formaban como sigue:

		<u>2013</u>	<u>2012</u>
Jubilación patronal	(a)	5,222,016	4,482,652
Desahucio	(b)	2,010,679	1,675,138
		<u>7,232,695</u>	<u>6,157,790</u>

Durante los años 2013 y 2012 los movimientos de las obligaciones por beneficios post empleo fueron como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Saldo inicial	6,157,790	4,777,146
Más		
Provisiones	1,074,905	1,380,644
Saldo final	<u>7,232,695</u>	<u>6,157,790</u>

Las provisiones por los años 2013 y 2012 fueron registradas como parte de los gastos administrativos en el estado de resultados integrales.

Las hipótesis actuariales utilizadas para los ejercicios 2012 y 2013 son las siguientes:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Tasa de descuento	7.00%	7.00%
Tasa esperada de incremento salarial	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	2.50%	2.50%
Tabla de mortalidad e invalidez	Tabla IESS 2002	Tabla IESS 2002
Tasa de rotación	8.90%	8.90%
Vida laboral promedio remanente	7.52	7.6

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 2013 y 2012, el saldo de la reserva para jubilación patronal cubre el 100% del valor determinado en el estudio actuarial.

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

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Saldo inicial	4,482,652	3,447,929
Gastos operativos del período:		
Costo del servicio en el período actual	787,620	593,492
Costo financiero	313,786	241,355
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida en la provisión	(298,903)	279,960
Efecto en reducciones y liquidaciones anticipadas	(63,169)	(80,084)
Saldo final	<u>5,222,016</u>	<u>4,482,652</u>

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 2013 y 2012 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:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Saldo inicial	1,675,138	1,329,217
Gastos operativos del período:		
Costo del servicio en el período actual	228,496	194,368
Costo financiero	114,913	92,605
Beneficios pagados	(82,196)	(62,022)
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida en la provisión	74,328	120,970
Saldo final	<u>2,010,679</u>	<u>1,675,138</u>

14. IMPUESTOS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 los impuestos por pagar estaban formados como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Impuesto a la renta por pagar (1)	12,270,993	16,520,405
Impuesto al valor agregado por pagar	2,108,805	1,954,364
Retenciones de impuestos por pagar	2,919,492	7,290,463
	<u>17,299,290</u>	<u>25,765,232</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 la reconciliación del impuesto por pagar es como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Impuesto corriente (Nota 6)	34,180,691	38,841,720
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta recibidas	(21,909,698)	(22,321,315)
Impuesto renta por pagar	<u>12,270,993</u>	<u>16,520,405</u>

15. CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, las cuentas por pagar estaban formadas de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
EP Petroecuador:		
Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo (1)	9,528,422	9,690,972
Diferencia de calidad en planta topping	1,746,414	1,746,414
Otros	-	189,387
Subtotal	<u>11,274,836</u>	<u>11,626,773</u>
Participación a trabajadores a pagar a empleados (Ver Nota 18) (2)	5,483,533	5,961,131
Participación trabajadores a pagar al Estado (Ver Nota 18) (2)	21,934,133	23,844,524
Costos y gastos provisionados (3)	39,594,648	32,226,902
Cuentas por pagar (Nota 10)	14,114,688	15,443,379
Porción corriente de pasivo oneroso (Nota 12)	44,171,423	76,197,153
Otras cuentas por pagar	3,821,799	2,521,941
	<u>140,395,060</u>	<u>167,821,803</u>

(1) Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo-

Representa regalías por pagar al Estado ecuatoriano de acuerdo a la Ley tributaria.

(2) Participación a trabajadores-

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

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

(3) Provisiones de costos y gastos-

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

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Inversiones de capital	29,338,385	23,004,464
Costos directos	4,763,580	2,959,044
Costos indirectos	2,483,097	2,725,266
Otros	3,009,586	3,538,128
	<u>39,594,648</u>	<u>32,226,902</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

16. COMPAÑÍAS RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 los saldos con compañías relacionadas estaban formados de la siguiente manera:

Cuentas por cobrar (Nota 8):

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Andes Petroleum Company Limited – BVI (1)	33,408,258	36,470,929
Consortio Petrolero Bloque 17 (2)	1,740,626	1,765,904
Consortio Petrolero Bloque 14 (2)	1,371,525	1,335,747
Innocastle S.A.	8,353	8,332
CNPC International Overseas Ma	-	17,997
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	44,007	767,912
	<u>36,572,769</u>	<u>40,366,821</u>

- (1) Corresponde a cuentas por cobrar a Andes Petroleum Company Limited – BVI (matriz final) por la cesión de derechos de comercialización del petróleo crudo recibido por la Sucursal como pago en especie por parte de la Secretaría de Hidrocarburos. La cuenta por cobrar fue valorada al mismo precio con el que la Secretaría de Hidrocarburos liquidó dichos barriles a la Sucursal.
- (2) Las operaciones de los dos Consortios son efectuadas por PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador.

Cuentas por pagar (Nota 10):

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.	3,722,298	3,317,657
Consortio Petrolero Bloque 17	3,589	-
Consortio Petrolero Bloque 14	5,780	-
Innocastle S.A.	-	56,216
Andes Petroleum Ltd. (Barbados)	60,556,899	81,556,899
	<u>64,288,566</u>	<u>84,930,772</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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 2013 y 2012 fueron como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
<u>Andes Petroleum Company Limited:</u>		
Cesión de derechos de comercialización de petróleo crudo de la Sucursal a Andes Petroleum Co. Ltd.	449,561,470	448,839,462
<u>Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Barbados)</u>		
Dividendos pagados (Ver Nota 11 (d))	-	40,909,091
<u>Servicios prestados (1)</u>		
Consorcio Petrolero Bloque 14	9,909,354	8,961,699
Consorcio Petrolero Bloque 17	12,503,312	11,422,486
Innocastle S.A.	69,611	74,833
Oleoducto de crudos pesados OCP – Servicios	235,279	-
Frankstein S.A.	179	-
China Petroleum Engineering & Construction Corp.	6,584	-
<u>Servicios recibidos</u>		
Innocastle S.A. (2)	852,451	699,279
Capacidad garantizada de transporte de petróleo crudo por el Oleoducto de crudos pesados OCP	85,095,787	87,692,368
Sinopec International Petroleum Service	17,081,601	-
CNLC Ecuador Corporacion S.A.	421,929	-
Frankstein S.A.	431,332	-
CNPC Chuanqing Drilling Engineering	1,832,620	-
CPTDC China Petroleum Technology & Development	9,816,917	-
China Petroleum Engineering & Construction Corp.	3,581,037	-
<u>Oleoducto de crudos pesados – OCP S.A. – Sucursal Ecuador</u>		
Venta de petróleo crudo (Nota 20)	<u>2,061,429</u>	<u>7,214,663</u>

(1) Corresponde a servicios administrativos y de recursos humanos facturados a sus compañías relacionadas.

(2) Corresponde al arrendamiento de oficinas y vehículos por parte de sus compañías relacionadas.

Las transacciones con compañías relacionadas durante los años 2013 y 2012, se han realizado en condiciones acordadas entre las partes.

17. INGRESOS

El ingreso por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 estaba formado de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Ingreso por tarifa de servicios (Nota 1)	422,755,199	428,534,260
Ingreso por transporte (Nota 1 y 24)	23,893,029	24,406,435
	<u>446,648,228</u>	<u>452,940,695</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013 y 2012, los barriles producidos y el ingreso total reconocido por la tarifa de servicio estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Barriles producidos	11,875,687	12,083,877
Tarifa Ajustada (en US\$)	35,60	35,46
Ingresos por servicios	<u>422,755,199</u>	<u>428,534,260</u>

En el año 2013, de enero a marzo la tarifa de servicio fue de 35, debido a que la Secretaría de Hidrocarburos y la Sucursal se encontraban en negociaciones de reliquidación de la tarifa de servicio. En abril de 2013, la Sucursal y la Secretaría de Hidrocarburos acordaron reliquidar la tarifa de servicio, por lo que la nueva tarifa de servicio para el año 2013 fue de 33.55 sin considerar el factor de inflación, el mismo que para el año 2012 fue de 1.01 aproximadamente, calculado de acuerdo a la fórmula indicada en el Contrato Modificatorio de Prestación de Servicios.

18. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA

Los costos y gastos por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Costo de producción	255,530,008	205,248,245
Gastos administrativos	66,894,906	65,875,146
	<u>322,424,914</u>	<u>271,123,391</u>

El detalle de los gastos por naturaleza es como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Consumo de inventarios (Nota 7)	16,039,635	14,886,906
Participación a trabajadores a pagar a empleados (3%) (Nota 15)	5,483,533	5,961,131
Participación trabajadores a pagar al Estado (12%) (Nota 15)	21,934,133	23,844,524
Beneficios sociales empleados	47,696,339	45,358,054
Servicios subcontratados	43,884,565	39,535,204
Cargos por depreciación y amortización (Notas 4 y 5) (1)	117,963,494	96,659,067
Gasto capacidad de transporte, neto de utilización	34,645,118	38,168,230
Otros	34,778,097	6,710,275
	<u>322,424,914</u>	<u>271,123,391</u>

(1) Cargos por depreciación y amortización-

Un detalle de la depreciación y amortización fue como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Amortización de inversiones de producción (Nota 4)	111,118,873	86,692,064
Baja de activos de producción y desarrollo (Nota 4)	5,378,306	8,263,563
Depreciación de propiedad, planta y equipo (Nota 5)	1,466,316	1,703,440
	<u>117,963,495</u>	<u>96,659,067</u>

19. OTROS INGRESOS

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2013 y 2012 los otros ingresos estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Actualización y utilización de pasivo oneroso, neto (Nota 12)	139,706,898	-
Ingreso por venta de petróleo crudo (1) (Nota 17)	2,061,429	7,214,663
Venta de chatarra	158,960	1,127,500
Otros	90,189	1,242,602
	<u>142,017,476</u>	<u>9,584,765</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde a una venta local de 21,174 barriles de petróleo crudo (74,368 en 2012) que se efectuó entre la Sucursal y su relacionada Oleoducto de Crudos Pesados - OCP a un precio de 97 más IVA por barril.

20. OTROS GASTOS

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2013 y 2012 los otros gastos estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Actualización y utilización de pasivo oneroso, neto (Nota 12)	-	13,826,700
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta del crudo (1)	201,188	2,727,266
Otros	-	298,447
	<u>201,188</u>	<u>16,852,413</u>

(1) Representa el ingreso adicional proveniente de la variación de precios en la venta del petróleo (calculados en base a valores constantes del año 1995) distribuidos a EP Petroecuador de acuerdo con el Contrato de Participación vigente hasta el 31 de diciembre del 2010. Este valor es un efecto de la venta de crudo efectuada por la Sucursal al Oleoducto de Crudos Pesados – OCP en los años 2013 y 2012.

21. GASTOS FINANCIEROS

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2013 y 2012 los gastos financieros estaban formados de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Actualización financiera de la obligación por retiro de bienes (Nota 13)	3,867,098	3,400,725
Actualización financiera del pasivo oneroso (Nota 12)	17,787,861	35,135,481
	<u>21,654,959</u>	<u>38,536,206</u>

22. 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 2013 para este asunto sería de 106,000,000 aproximadamente, incluyendo intereses y recargos.

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

b) **Ship or pay**

De acuerdo con las Actas de Determinación de impuesto a la renta del Servicio de Rentas Internas (SRI), el pago de Ship or pay relacionado con la capacidad garantizada que tiene Andes en el OCP es un gasto no deducible (capacidad total de 108,000 barriles). El efecto total de impuestos al 31 de diciembre de 2013 para este asunto sería 174,000,000 (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 Administración y el criterio de sus asesores legales, la Sucursal tiene todos los argumentos suficientes para desvirtuar ésta glosa; sin embargo la fecha de la resolución final es incierta.

c) **Precio de referencia**

De acuerdo al contrato de Participación los ingresos de las Compañías es la participación en Barriles de crudo que deben estar valoradas para impuesto a la renta al precio más alto entre el precio de venta según la factura y el precio de referencia. El Precio de referencia emitido por EP Petroecuador en una base mensual, y es un promedio de las ventas externas realizadas por EP Petroecuador. En esta comparación, el SRI considera que las empresas petroleras deberían utilizar el precio de referencia correspondiente al mes anterior a la venta y no el precio de referencia del mismo mes del embarque que son de calidad equivalente al precio de venta del embarque. El efecto fiscal de las Actas de Determinación por los años 2003 hasta 2009 es de 85,000,000 (incluye efecto de la valoración del ingreso, banco de calidad y de la recuperación del IVA

Notas a los estados financieros (continuación)

petrolero). El valor de la contingencia utilizando la interpretación del SRI para el período 2003-2010 sería de 89,000,000 (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 Administración 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) **Conflictos Laborales**

Como consecuencia de las resoluciones emitidas por la Corte Constitucional, varios empleados externos, presentaron 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 del 2006 al 2011. La Sucursal enfrenta cerca de 400 reclamos relacionadas con este asunto, por un monto aproximado de 12,000,000.

En la actualidad la mayoría de los juicios que se litigan en la Corte de Quito están a la espera de resoluciones de primera y segunda instancia. En el caso de los reclamos realizados en Lago Agrio todos han sido resueltos favorablemente a la Sucursal en primera instancia, segunda instancia, confirmando fallos de los jueces inferiores la sala de lo Laboral de la Corte Nacional de Justicia. De acuerdo con la Gerencia y el criterio de sus asesores legales, la Sucursal tiene todos los argumentos suficientes para desvirtuar estos juicios.

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 2012. Los informes correspondientes incluyen, principalmente, un ajuste por el precio de referencia, la amortización del diferencial cambiario, los cargos indirectos del exterior y . Una apelación ha sido presentada ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo, para impugnar la legalidad del proceso para los años 2000-2011.

En Diciembre del 2013, los auditores de la ARCH notificaron al Representante Legal de la Sucursal el informe final para el año 2012. De acuerdo con la ley, la Sucursal presentó las objeciones a los ajustes y reclasificaciones emitidas por la ARCH, con el fin de apelar al Ministro de Recursos Naturales No Renovables.

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).

23. DETALLE DE GARANTIAS ENTREGADAS

Al 31 de Diciembre de 2013 y 2012 la Sucursal mantiene garantías por 18,587,403 (16,292,259 en el año 2012) emitidas por bancos locales, que se detallan como sigue:

- A favor del Tribunal Distrital de lo Fiscal por 14,610,161 (13,170,567 en el año 2012) para cubrir garantías de juicios pendientes con el Servicio de Rentas Internas – SRI. Este valor incluye las garantías por 10,983,017 (10,983,017 en el año 2012) registradas por la Sucursal como “otros activos”.
- A favor del Ministerio del Ambiente por 3,726,976 (2,871,426 en el año 2012) para garantizar el cumplimiento

Notas a los estados financieros (continuación)

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 en los años 2013 y 2012 para garantizar el cumplimiento del plan de manejo ambiental en la instalación y utilización de las plantas de generación eléctrica del Bloque Tarapoa. Estas garantías son renovables automáticamente cada año, por el tiempo de uso de dichas plantas.
- A favor de la Corporación Aduanera Ecuatoriana – CAE por 138,766 (138,766 en el año 2012) 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.

24. CONTRATOS

Contrato de transporte de petróleo crudo-

A través de Decreto Ejecutivo 969 publicado en Registro Oficial No. 210 el 23 de noviembre del 2000, el Presidente de la República autorizó la construcción del oleoducto de crudos pesados (OCP) y su operación para la prestación del servicio público de transporte de hidrocarburos. El 15 de febrero del 2001, se suscribió el Contrato para la Construcción y Operación del Oleoducto de Crudos Pesados y Prestación del Servicio Público de Transporte de Hidrocarburos entre la compañía Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador S.A.- OCP y el Ministerio de Minas y Petróleo. La Sucursal, Andes Petroleum Ecuador Ltd. (antes AEC Ecuador Ltd., y después conocida como City Investing Company Limited), y Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. son las Partes del Convenio de Transporte de 30 de enero del 2001 que fuera reformado el 29 de mayo del 2001 y el 31 de julio del 2001. De conformidad con el Convenio de Transporte, Andes Petroleum Ecuador Ltd. (“el Transportista Inicial”) mantiene la obligación “Ship-or-Pay” por 108,000 barriles de petróleo crudo por día a 21.6ºAPI (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

Notas a los estados financieros (continuación)

barril efectivamente transportado a través del OCP (estación Amazonas ubicada en Lago Agrio) será de 1.436, la cual será facturada por la Sucursal mensualmente. (Nota 17).

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.

25. RIESGOS FINANCIEROS

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

a) El riesgo de crédito

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

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 2013 y 2012:

	2013		2012	
	1 – 12 Meses	Más de 12 meses	1 – 12 meses	Más de 12 meses
Pasivos financieros				
Sobregiros bancarios (Nota 9 y 10)	2,497,076	-	440,640	-
Cuentas por pagar (Nota 15)	14,114,688	-	15,443,379	-
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 16) (1)		60,556,899	81,556,899	
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 16)	3,731,667	-	3,373,873	-
Total pasivos financieros	20,343,431	60,556,899	100,814,791	-

(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 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 -

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

26. EVENTOS SUBSECUENTES

De acuerdo a la opinión de la administración, entre el 31 de Diciembre de 2013 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron eventos que pudieran tener un efecto importante en los estados financieros.