

PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador

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

PetroOriental S.A. – 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.....	5
b) Gastos de exploración y evaluación	6
c) Recuperación de inversiones de producción	6
d) Costos de abandono.....	6
e) Recuperación de activos diferidos de impuesto a la renta.....	7
f) Contingencias.....	8
2.2. Resumen de las principales políticas contables.....	8
a) Inversiones de exploración, evaluación y desarrollo.....	8
b) Propiedad, planta y equipo	10
c) Deterioro de activos no financieros.....	12
d) Efectivo definido como colateral de garantías emitidas (otros activos).....	13
e) Inventarios	13
f) Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y posterior medición.....	13
g) Efectivo en caja y bancos	18
h) Provisiones	18
i) Pasivos contingentes y activos contingentes.....	19
j) Participación en una operación conjunta	20
k) Reconocimiento de ingresos.....	21
l) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	21

m) Costos de producción y transporte	22
n) Beneficios a los empleados	22
o) Impuestos	22
p) Reclasificaciones	24
2.3. Normas Internacionales emitidas aún no vigentes.....	24
3. Inversiones de exploración	25
4. Inversiones de producción y desarrollo, neto	26
5. Otras propiedades y equipo	29
6. Impuesto a la renta corriente y diferido	29
Otros aspectos tributarios	31
a) Situación fiscal	31
b) Determinación y pago del impuesto a la renta	31
c) Tasa de impuesto a la renta	32
d) Anticipo de impuesto a la renta.....	32
e) Dividendos en efectivo	32
f) Impuesto a la Salida de Divisas (ISD).....	32
g) Precios de transferencia	33
7. Inventarios	33
8. Impuestos por cobrar	34
9. Cuentas por cobrar	34
10. Instrumentos financieros por categoría.....	35
11. Inversión de la casa matriz	35
a) Capital asignado	35
b) Reserva para futuras capitalizaciones	36
c) Reserva de capital	36
d) Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las Normas Internacionales de información Financiera - NIIF.....	36
e) Dividendos pagados	36
12. Provisiones	36
(1) Obligación por retiro de bienes	37
(2) Determinaciones tributarias	37
13. Impuestos por pagar	38
14. Sobrelevante de petróleo crudo	38
15. Cuentas por pagar	39
(1) Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	39
(2) Participación a trabajadores	39
(3) Provisiones de costos y gastos.....	39
16. Compañías relacionadas	40
17. Ingresos	42
18. Costos y gastos por naturaleza.....	42

19. Contingencias	43
(a) Precio de referencia.....	43
(b) Diferencial cambiario	44
(c) Otras contingencias (cargos indirectos del exterior y modificación de la Ley de Hidrocarburos).....	44
20. Detalle de garantías entregadas	45
21. Participación en operaciones conjuntas.....	46
22. Riesgos financieros.....	46
a) El riesgo de crédito	47
b) El riesgo de liquidez.....	47
c) Gestión del capital de riesgo.....	48
d) Riesgo jurídico, político, y social	48
23. Eventos subsecuentes	48

Informe de los auditores independientes

A PetroOriental S.A:

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **PetroOriental S.A.** - Sucursal Ecuador, (una subsidiaria de **PetroOriental S.A.** que a su vez es subsidiaria de Andes Petroleum Company Limited- BVI) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 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.

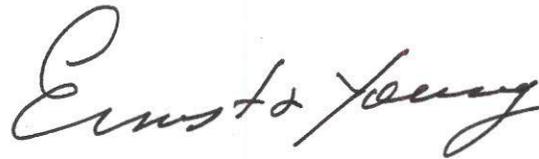
Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros 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.

Informe de los auditores independientes (continuación)

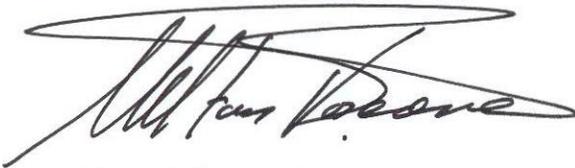
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el párrafo primero presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de **PetroOriental S.A.** - 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

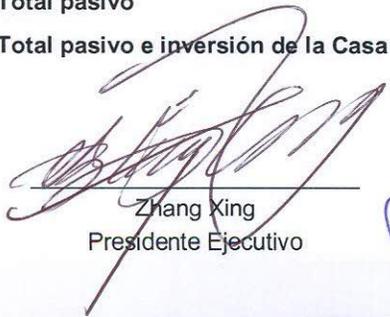
Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador

Estados de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012

Expresados en Dólares de los E.U.A.

Activo	Notas	2013	2012
Activo no corriente			
Inversiones de exploración	3	5,150,265	14,631,882
Inversiones de producción y desarrollo, neto	4	166,925,127	144,411,097
Otras propiedades y equipos, neto	5	887,766	860,048
Activo por impuesto a la renta diferido	6	17,086,290	14,374,846
Otros activos	10	1,088,108	673,690
Total activo no corriente		191,137,556	174,951,563
Activo corriente			
Inventarios	7	7,421,676	6,280,628
Gastos anticipados		369,189	357,353
Impuestos por cobrar	8	3,468,171	532,543
Cuentas por cobrar	9	30,350,211	28,794,556
Efectivo en caja y bancos	10	43,680,830	63,105,427
Total activo corriente		85,290,077	99,070,507
Total activo		276,427,633	274,022,070
Pasivo e inversión de la Casa Matriz			
Inversión de la Casa Matriz			
Capital asignado	11	2,000	2,000
Resultados acumulados		121,647,253	137,064,369
Total Inversión de la Casa Matriz		121,649,253	137,066,369
Pasivo			
Pasivo no corriente			
Provisiones	12	25,012,663	27,559,102
Pasivo corriente			
Impuestos por pagar	13	354,943	1,414,478
Sobrelevante de petróleo crudo	14	6,751,625	6,675,095
Cuentas por pagar	15	50,321,071	28,520,093
Compañías relacionadas	16	72,338,078	72,786,933
Total pasivo corriente		129,765,717	109,396,599
Total pasivo		154,778,380	136,955,701
Total pasivo e inversión de la Casa Matriz		276,427,633	274,022,070


Zhang Xing
Presidente Ejecutivo


Zeng Wusheng
Jefe de Finanzas y Control Interno


Jaime Estrella
Contador General

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

Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador

Estados de resultados integrales

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>
Ingresos	17	164,990,940	168,230,633
Costo de producción	18	(125,255,237)	(99,151,731)
Utilidad bruta		39,735,703	69,078,902
Gastos administrativos	18	(20,911,579)	(21,355,415)
Otros ingresos		110,406	465,318
Otros gastos		(268,596)	(189,148)
Utilidad operativa		18,665,934	47,999,657
Gastos financieros	12	(1,498,357)	(1,132,338)
Utilidad antes de impuesto a la renta		17,167,577	46,867,319
Impuesto a la renta	6	(4,384,693)	(10,985,750)
Utilidad del año		12,782,884	35,881,569
Resultado integral del año, neto de impuestos		12,782,884	35,881,569



Zhang Xing
Presidente Ejecutivo



Zeng Wusheng
Jefe de Finanzas y Control Interno



Jaime Estrella
Contador General

Petrooriental S.A. – 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 para futuras capitalizaciones	Reserva de Capital	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2011	2,000	(38,172,898)	25,200,000	15,473,705	98,681,993	101,182,800
Más:						
Utilidad del año	-	-	-	-	35,881,569	35,881,569
Saldo al 31 de diciembre de 2012	2,000	(38,172,898)	25,200,000	15,473,705	134,563,562	137,064,369
Más (menos):						
Utilidad del año	-	-	-	-	12,782,884	12,782,884
Dividendos pagados (Nota 11(e))	-	-	-	-	(28,200,000)	(28,200,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	2,000	(38,172,898)	25,200,000	15,473,705	119,146,446	121,647,253


Zhang Xing
Presidente Ejecutivo


Zeng Wusheng
Jefe de Finanzas y Control Interno


Jaime Estrella
Contador General

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

Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador

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		17,167,577	46,867,319
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	44,485,662	43,357,911
Costos financieros de la provisión para abandono de campos	12	1,498,357	1,132,338
Costos financieros de contingencias tributarias	12	53,113	53,112
Ajuste precio del barril en sobrelevante de petróleo crudo		76,531	(239,947)
Ajuste por sobrecargo del 20% en contingencias		-	(107,035)
Variación en capital de trabajo			
Variación de activos – (aumento) disminución			
Inventarios		(1,141,048)	320,266
Cuentas por cobrar		(1,555,655)	7,785,728
Impuestos por cobrar		(1,702,734)	(534,340)
Gastos anticipados		(11,836)	171,852
Variación de pasivos – aumento (disminución)			
Cuentas por pagar		21,313,715	1,569,564
Compañías relacionadas		(448,855)	(1,629,684)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		79,734,827	98,747,084
Impuesto a la renta pagado		(8,901,304)	(7,912,599)
Efectivo neto provisto de actividades de operación		70,833,523	90,834,485



Zhang Xing
Presidente Ejecutivo



Zeng Wusheng
Jefe de Finanzas y Control Interno



Jaime Estrella
Contador General

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

Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador

Estados de flujos de efectivo

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

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Notas	2013	2012
Flujos de efectivo en actividades de inversión:			
Adiciones en inversiones de exploración, neto	3	(12,156,387)	(10,768,800)
Adiciones en inversiones de producción y otras propiedades y equipos, neto	4, 5	(49,487,315)	(32,704,286)
Incremento en otros activos		(414,418)	(111,642)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		(62,058,120)	(43,584,728)
Flujo de efectivo en actividades de financiamiento:			
Dividendos pagados		(28,200,000)	-
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento		(28,200,000)	-
Incremento (decremento) neto en efectivo		(19,424,597)	47,249,757
Saldos al comienzo del año		63,105,427	15,855,670
Efectivo en caja y bancos al final del período	9	43,680,830	63,105,427


Zhang Xing
Presidente Ejecutivo


Zeng Wusheng
Jefe de Finanzas y Control Interno


Jaime Estrella
Contador General

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

Petrooriental S.A. – Sucursal Ecuador

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. ENTIDAD REPORTANTE

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

Los estados financieros serán aprobados por el Directorio luego de la emisión del informe de auditoría. De acuerdo con la Administración 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 modificatorio de Prestación de servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos de los Bloques 14 y 17

El 23 de noviembre de 2010 (y vigente a partir del 1 de enero 2011), la Sucursal firmó oficialmente los nuevos Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos con el 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 específicamente a la ejecución de las actividades contenidas en el Plan de Actividades con sus inversiones estimadas asociadas
- Las tarifas acordadas para la prestación de servicios fueron los siguientes:

Bloque 14	41 por barril
Bloque 17	41 por barril

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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 los ingresos disponibles no son suficientes para cubrir el pago de la tarifa, el saldo faltante mensual se acumula durante el mes o año fiscal pertinente hasta que los ingresos disponibles sean 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 Secretaria a la terminación del Contrato, se extinguirá. De conformidad con lo acordado, la Secretaria de Hidrocarburos, por el año terminado al 31 de diciembre de 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 Secretaria de Hidrocarburos.

- Bajo los nuevos contratos, la Sucursal incrementó el área de contrato en 65,569 hectáreas adicionales de extensión en los dos bloques y ha logrado una extensión del plazo hasta el 21 de julio de 2018 para el Bloque 14 y hasta el 23 de diciembre de 2018 para el Bloque 17. En el caso de nuevos descubrimientos se podrá negociar una extensión al plazo antes indicado. Conforme a las regulaciones legales del Ecuador, en caso de terminación del contrato de Prestación de Servicios en el Bloque 14 y 17, ya sea debido al vencimiento del plazo o por otro motivo establecido en la ley, o por incumplimiento por parte de la

Notas a los estados financieros (continuación)

Contratista con las obligaciones establecidas en la ley y el contrato, todos los pozos, equipos, herramientas, maquinaria, instalaciones y mobiliario adquiridos para efecto de los contratos sean revertidos al Estado ecuatoriano, sin costo y en buenas condiciones de funcionamiento.

- El impuesto al valor agregado ("IVA") constituirá crédito tributario y será compensado con el IVA por la tasa de servicio facturado a la Secretaría de Hidrocarburos.
- Se aplicará un factor de corrección para contrarrestar el desequilibrio económico cuando ocurriese cualquiera de los siguientes eventos:
 - a) Cambios en los porcentajes de los impuestos aplicables, creación de nuevos impuestos, eliminación de impuestos.
 - b) Cambios en las leyes relacionadas con el cálculo de la Base Imponible para el cálculo de impuesto a la renta.
 - c) Cambios en la tasa de la participación a trabajadores.
 - d) Cambios en el crédito tributario del IVA.
 - e) Cambios en la legislación de hidrocarburos.
 - f) Cambios en la legislación ambiental.
 - g) La imposición, eliminación o modificación de gravámenes, regalías, primas de entrada, derechos superficarios, pagos de compensación y/o cualquier otro tipo de gravamen, contribuciones o participaciones no tributarias.
 - h) Reducción de la tasa máxima de producción.
 - i) Cambios en el régimen monetario (dólares estadounidenses).
- La Sucursal es responsable, dentro del área del contrato, del cumplimiento de las obligaciones, compromisos y condiciones ambientales previstas en la ley aplicable y deberá responder por los daños tanto sociales como ambientales que pueda causar por la prestación de los servicios objeto del Contrato.
- La Sucursal tenía que realizar una auditoría socio – ambiental dentro del primer año del Contrato. En relación con este requerimiento, el Ministerio del Ambiente (MAE) dividió en 3 áreas el ejercicio de Auditoría: área revertida, área anteriormente operada y área añadida. En relación a la tercera área, al 31 de diciembre de 2013 se aprobaron los términos de referencia para la auditoría, por lo cual estaría pendiente obtener la aprobación de dichos términos para las dos áreas restantes, que se espera obtenerla durante el año 2014, con lo cual se iniciaría la auditoría socio – ambiental en las tres áreas.
- Los pasivos identificados en la auditoría socio – ambiental y que se originen en la ejecución del Contrato de Prestación de Servicios por parte de la Sucursal deberán ser asumidos por ésta. Para los años subsecuentes, se requiere de una auditoría cada 2 años y 2 años antes de que finalice el Contrato. El Estado Ecuatoriano es responsable de la ejecución de programas de desarrollo sostenible.

Notas a los estados financieros (continuación)

- La producción del Bloque 14 y Bloque 17 será transportada a través del Oleoducto de Crudos Pesados - OCP a una tarifa de 1.436 por barril que será pagada por el Gobierno Ecuatoriano a Andes Petroleum Company Limited – Sucursal Ecuador (compañía relacionada) quien posee una participación de 36.26% en el Oleoducto de Crudos Pesados - OCP.
- La Sucursal renuncia a todo reclamo, demanda o indemnización que pudiere plantear contra el Ecuador, la Secretaría de Hidrocarburos y EP Petroecuador y/o sus antecesoras, con ocasión o como consecuencia del contrato original, los contratos modificatorios anteriores y la celebración y entrada en vigencia de este contrato modificatorio. Se exceptúa de esta renuncia el derecho a la defensa y reacción de la Contratista contra todos aquellos actos del Ecuador, la Secretaría, EP Petroecuador y/o sus antecesoras, que se produzcan con posterioridad a la fecha efectiva y que sean derivados del contrato original o de los contratos modificatorios anteriores. La Sucursal podrá ejercer todas las acciones administrativas, judiciales y/o arbitrales, incluyendo los reclamos o demandas o indemnizaciones como consecuencia directa de dichos actos posteriores a la fecha efectiva que sean derivados del contrato original o de los contratos modificatorios anteriores. Se exceptúan también las acciones judiciales y administrativas iniciadas antes de la fecha efectiva de este Contrato. También se exceptúan los valores que como consecuencia de los procesos judiciales y administrativos se vuelvan exigibles a favor de la Sucursal Contratista, y aquellos valores que consten en contratos, convenios o acuerdos suscritos entre la Sucursal y cualquier entidad del Estado Ecuatoriano que se encuentren vigentes a la fecha de vigencia.

2. BASES DE PREPARACIÓN

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

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

2.1 Uso de juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

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

La Sucursal ha identificado las siguientes áreas que requieren el uso de juicios, estimaciones y suposiciones importantes, y en las cuales si los resultados reales son diferentes, podría afectar

Notas a los estados financieros (continuación)

materialmente la posición financiera o los resultados financieros reportados en ejercicios futuros. Mayor información sobre cada una de ellas y su impacto en las diferentes políticas contables, se describe en las siguientes notas a los estados financieros.

a) Reservas de crudo

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

Notas a los estados financieros (continuación)

b) Gastos de exploración y evaluación

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

c) Recuperación de inversiones de producción

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

El valor razonable de las inversiones de producción generalmente se determina como el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados derivados de la utilización continua de los activos. Los flujos de efectivo 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

Un resumen de las suposiciones aplicadas se detalla a continuación:

- 100% de probabilidad de no estar en operación al final del contrato fue asignado para las instalaciones no operativas, tuberías y pozos.
- 100% de probabilidad de no estar en operación al final del contrato fue asignado para las plataformas.
- 100% de probabilidad de no estar en operación al final del contrato fue asignado para las instalaciones de operación, tuberías e instalaciones complementarias.
- 10% de probabilidad de no estar en operación al final del contrato fue asignado para las líneas eléctricas.
- El pasivo por abandono para los activos operativos se ha descontado hasta el final de cada contrato.
- El pasivo por abandono para los activos no operativos ha sido descontado en 5 años.
- La tasa de inflación que ha sido aplicada a los costos de abandono 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 la situación financiera. Los activos diferidos de impuesto a la renta, incluyendo los que se derivan de las pérdidas tributarias no amortizadas, requieren ser evaluados por la administración para definir la probabilidad de que la Sucursal pueda generar suficientes ganancias gravables en ejercicios futuros, a fin de utilizar los activos diferidos del impuesto a la renta reconocidos. Las suposiciones sobre la generación de ganancias gravables futuras dependen de las estimaciones realizadas por la administración de los flujos de efectivo futuros. Dichas estimaciones de ganancias

Notas a los estados financieros (continuación)

gravables futuras se basan en los flujos de efectivo proyectados de las operaciones (que se ven afectados por los volúmenes de producción y ventas, precios del petróleo, reservas, costos de operación, costos de abandono, gastos de capital, dividendos y otras operaciones de gestión del capital) y el criterio sobre la aplicación de las leyes tributarias existentes en cada jurisdicción. En la medida en que los flujos de efectivo futuros y las ganancias gravables difieran significativamente de las estimaciones, podría verse afectada la capacidad de la Sucursal de realizar los activos diferidos netos del impuesto a la renta reportado. Los cambios futuros que podrían surgir en ley tributaria ecuatoriana podrían limitar la capacidad de la Sucursal de obtener deducciones de impuestos en ejercicios futuros.

f) Contingencias

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

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

determinación de la viabilidad técnica y la evaluación de la viabilidad comercial del recurso identificado.

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

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

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

- Si el área requiere inversiones adicionales antes de que la producción pueda comenzar, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el ejercicio contable en que se cumplan los siguientes requisitos: (i) el monto de las reservas probadas encontradas justifica la realización de un pozo productivo si se realiza la inversión requerida, y (ii) la perforación de pozos exploratorios o estratigráficos adicionales está en marcha o planificada para un futuro próximo. Si cualquiera de las anteriores condiciones no se cumple, los costos de perforación o el costo de los pozos estratigráficos son cargados a resultados.
- En todas las demás circunstancias, la existencia de reservas que podrían ser clasificadas como probadas tienen que ser determinadas dentro de un año desde la finalización de los trabajos de prospección. De lo contrario, los costos relacionados de perforación son incurridos a los resultados.

Costos de desarrollo

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

Notas a los estados financieros (continuación)

b) Propiedad, planta y equipo

i. Inversiones de producción y desarrollo

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

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

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

estimados campo por campo, y se capitalizan a su valor actual cuando se registran inicialmente en el estado de situación financiera, con un crédito a "Provisiones".

Amortización

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

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

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

ii. Otras propiedades y equipos

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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

Equipos de computación y comunicación	3 - 5 años
Vehículos y equipo pesado	5 años
Muebles y 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.

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

c) **Deterioro de activos no financieros**

En cada fecha de reporte, los activos que están sujetos a amortización, son revisados por deterioro cuando existen eventos o cambios en las circunstancias que indican que el valor en libros podría no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el valor en libros del activo, si este excede su importe recuperable. El valor en uso de las propiedades del petróleo se calcula inicialmente mediante la suma de los flujos de caja descontados que se esperan obtener como resultado de la utilización del activo. Para los efectos de evaluación del deterioro, los activos se agrupan en los niveles más bajos para los cuales existen flujos de caja identificables por separado (unidades generadoras de efectivo).

El importe recuperable es el mayor valor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos de 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 asuntos que estos se encuentran garantizando.

e) Inventarios

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 como garantía, y cuentas por cobrar.

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

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

Baja en cuentas-

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

Notas a los estados financieros (continuación)

- Hayan expirado los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo generados por el activo;
- Se hayan transferido los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo generados por el activo, o se haya asumido una obligación de pagar a un tercero la totalidad de esos flujos de efectivo sin una demora significativa, a través de un acuerdo de transferencia, y; (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 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

Notas a los estados financieros (continuación)

(excluyendo las pérdidas de crédito futuras esperadas y que aún no se hayan producido). El valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados se descuenta a la tasa de interés efectiva original de los activos financieros. Si un préstamo devenga una tasa de interés variable, la tasa de descuento para medir cualquier pérdida por deterioro del valor es la tasa de interés efectiva actual.

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

ii. Pasivos financieros

Reconocimiento y medición inicial-

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

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

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles, excepto las cuentas por pagar contabilizadas al costo amortizado, o a su valor nominal para el caso de la cuenta por pagar a Casa Matriz.

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

Medición posterior-

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

Préstamos y cuentas por pagar

La Sucursal mantiene en esta categoría las cuentas por pagar, cuentas por pagar a compañías

Notas a los estados financieros (continuación)

relacionadas y Casa Matriz y los sobregiros bancarios. Después del reconocimiento inicial, los préstamos y las cuentas por pagar se miden al costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

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

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

Baja en cuentas-

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

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

Compensación de instrumentos financieros-

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

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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 incluye 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.

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

Pasivo de abandono

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

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

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

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

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

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

i) Pasivos contingentes y activos contingentes

Los pasivos contingentes no son reconocidos (excepto aquellos mencionados en la política de

Notas a los estados financieros (continuación)

provisiones) y son evaluados de forma continua para determinar si habrá una probable salida de recursos económicos en la cual se reconocerá una provisión en el estado de situación en el período en el que se produce el cambio en la probabilidad. Se revelan todos los pasivos contingentes a menos que la posibilidad de una salida de recursos que incorpore beneficios económicos, sea remota.

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

j) Participación en una operación conjunta

Un acuerdo de operación conjunta es un contrato mediante el cual la Sucursal y otras partes emprenden una actividad económica que se somete a control conjunto, que es cuando las decisiones sobre políticas financieras y operativas estratégicas relacionadas con actividades de operaciones conjuntas requieren el consentimiento unánime de las partes que las controlan.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2013 la Sucursal mantiene, a través de su oficina constituida en el Ecuador, dos Contratos de Prestación de servicios para la exploración y producción de petróleo crudo en la Amazonía ecuatoriana con EP Petroecuador. Estos contratos cubren las siguientes propiedades:

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

La participación de la Sucursal en los activos y pasivos controlados de forma conjunta del Contrato de Prestación de Servicios del Bloque 17 fue contabilizada mediante una consolidación proporcional en relación con su participación (70%) (Ver Nota 21).

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 a cada uno de los bloques. Para el reconocimiento de los ingresos, la Sucursal reconoce el ingreso relacionado a la tarifa acordada para cada bloque en forma mensual conforme a los volúmenes de producción fiscalizados de petróleo.

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

ii. Transacciones y balances

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

m) Costos de producción y transporte

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

n) Beneficios a los empleados

Participación a trabajadores

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

La Sucursal y Andes Petroleum Ecuador Ltd.- Sucursal Ecuador (compañía relacionada), por conveniencia logística, comparten infraestructura física y administrativa por medio de los trabajadores de Andes Petroleum Ecuador Ltd.- Sucursal Ecuador. Por tal motivo, al 31 de diciembre de 2013 y 2012 la entidad efectuó la unificación de sus utilidades con las de Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 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

Notas a los estados financieros (continuación)

autoridad tributaria y la Sucursal tiene la intención de liquidar sus activos y pasivos actuales sobre una base neta.

Impuesto a la renta corriente y diferido del período

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

p) Reclasificaciones

Ciertas cifras de los estados financieros del año 2012 fueron reclasificadas para permitir la comparabilidad con la presentación de las cifras en el año 2013. Dicho cambio incluye principalmente la reclasificación de gastos anticipados a impuestos por cobrar por 532,543.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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:

<u>Normativa</u>	<u>Fecha efectiva</u>
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>Block 14</u>	<u>Block 17</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2011	7,732,692	1,189,848	8,922,540
Adiciones (1)	2,249,863	8,518,937	10,768,800
Baja de exploraciones no exitosas (Nota 18) (2)	(5,059,458)	-	(5,059,458)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	4,923,097	9,708,785	14,631,882
Adiciones (1)	27,203,414	2,325,492	29,528,906
Transferencia a inversiones de producción y desarrollo (Nota 4)	(11,222,931)	(10,415,073)	(21,638,004)
Transferencia a costos de producción	(16,967,779)	(404,740)	(17,372,519)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	3,935,801	1,214,464	5,150,265

- (1) 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 gastos de exploración, los cuales han sido capitalizados

Notas a los estados financieros (continuación)

luego de la evaluación técnica de que aquellas inversiones han sido consideradas como exitosas. Durante el año 2013 se obtuvieron planes de desarrollo para los proyectos de Shiripuno Norte, Sunka A y Penke A en el Bloque 14, y para los proyectos de Tapir Norte, en el Bloque 17, los 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 Hormiguero del Bloque 17, a fin que sea reconocido como inversiones de producción.

Las adiciones efectuadas durante el año 2013 estuvieron relacionadas con estudios de sismica en los campos Wanke Norte y Zamona, del Bloque 14 y al campo Hormiguero E del Bloque 17. Las adiciones efectuadas durante el año 2012 estuvieron relacionadas con los campos Shiripuno y Tapir, localizados en los Bloques 14 y 17, respectivamente.

- (2) Durante el año 2012 la Sucursal dio de baja los desembolsos efectuados en el campo Alipamba localizado en el Bloque 14 debido a que no se encontraron resultados exitosos en la arena M-1. La pérdida relacionada con estas inversiones no exitosas fueron registradas en los resultados del período. (Nota 18)

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:

	Bloque 14			
	Costo histórico	Distribución valor de compra	Bloque 17	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2011	78,833,556	1,428,635	64,003,979	144,266,170
Adiciones, netas	9,074,630	-	23,508,765	32,583,395
Obligación por retiro de bienes (Nota 12)	5,056,512	-	472,575	5,529,087
Amortización del año (Nota 18)	<u>(18,815,904)</u>	<u>(348,469)</u>	<u>(18,803,182)</u>	<u>(37,967,555)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>74,148,794</u>	<u>1,080,166</u>	<u>69,182,137</u>	<u>144,411,097</u>
Adiciones, netas	24,483,787	-	24,747,030	49,230,817
Transferencia desde inversiones de exploración (Nota 3)	11,222,931	-	10,415,073	21,638,004
Obligación por retiro de bienes (Nota 12)	(3,676,475)	-	(421,434)	(4,097,909)
Amortización del año (Nota 18)	<u>(21,735,679)</u>	<u>(333,525)</u>	<u>(22,187,678)</u>	<u>(44,256,882)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>84,443,358</u>	<u>746,641</u>	<u>81,735,128</u>	<u>166,925,127</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.

Notas a los estados financieros (continuación)

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 los Bloques 14 y 17.

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

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

Supuestos de deterioro para el año 2013

Supuestos:	Bloque 14	Bloque 17
Tarifa de servicio (en US\$)	42.38	42,37
Tasa de descuento	12%	12%
<u>Cálculo:</u>		
Valor presente neto	92,974,767	90,439,130
Valor neto en libros de las inversiones y otros activos y equipos menos trabajos en proceso	78,291,951	69,630,047
Diferencia	<u>14,682,816</u>	<u>20,809,083</u>

Supuestos de deterioro para el año 2012

Supuestos:	Bloque 14	Bloque 17
Tarifa de servicio (en US\$)	41.00	41.00
Tasa de descuento	12.00%	12.00%
<u>Cálculo:</u>		
Valor presente neto	92,227,483	134,557,540
Valor neto en libros de las inversiones y otros activos y equipos menos trabajos en proceso	73,546,105	66,588,771
Diferencia	<u>18,681,378</u>	<u>67,968,769</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 2013:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>
Precio mínimo WTI	67.00	67.00
Diferencial	(7.00)	(7.00)
Precio mínimo de referencia (Napo)	60.00	60.00
Ajuste de calidad	0.23	0.23
Precio por bloque	60.23	60.23
25% margen de soberanía	(15.06)	(15.06)
Costo de transporte	(1.44)	(1.44)
Ley 10	(1.00)	(1.00)
Gastos de venta	(0.01)	(0.01)
Ingreso disponible	42.72	42.72
Tarifa	42.38	42.37
Diferencia	0.34	0.35

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	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Bloque 14	6,040	6,467
Bloque 17 (1)	5,347	6,412
	<u>11,387</u>	<u>12,879</u>

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

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 fueron como sigue:

	Terrenos	Vehículos y equipo pesado	Muebles y enseres y equipo de campo	Equipos de computación y comunicación	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2011	221,773	101,787	320,453	426,042	1,070,055
Adiciones, netas	-	4,445	16,482	99,964	120,891
Depreciación del año (Nota 18)	-	(52,707)	(96,332)	(181,859)	(330,898)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	221,773	53,525	240,603	344,147	860,048
Adiciones, netas	-	-	101,286	155,212	256,498
Depreciación del año (Nota 18)	-	(23,719)	(65,366)	(139,695)	(228,780)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	221,773	29,806	276,523	359,664	887,766

El gasto de depreciación por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 fue 228,780 y 330,898, respectivamente, el cual ha sido registrado en el rubro de gastos administrativos en el estado de resultados integrales (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 encontraba compuesto por:

	2013	2012
Impuesto corriente	7,096,137	9,079,962
Impuesto diferido	(2,711,444)	1,905,788
Gasto de impuesto a la renta	4,384,693	10,985,750

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:

	2013	2012
Utilidad antes de impuestos	17,167,577	46,867,319
Impuesto a la renta Ecuador al 22% (2012: 23%)	3,776,867	10,779,483
Diferencias permanentes:		
Ajuste a diferencias temporales	607,826	-
Otros	-	206,267
Total gasto de impuesto a la renta	4,384,693	10,985,750

Notas a los estados financieros (continuación)

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

	<u>Obsolescencia de inventarios</u>	<u>Obligación por retiro de bienes</u>	<u>Sublevante de crudo</u>	<u>Base fiscal del valor de inversiones en exceso del valor en libros</u>	<u>Pérdidas fiscales</u>	<u>Contribución para la investigación científica</u>	<u>Impuesto a la salida de divisas</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre 31, 2011	<u>978,489</u>	<u>1,803,677</u>	<u>(23,121)</u>	<u>12,634,236</u>	<u>582,407</u>	<u>304,946</u>	<u>-</u>	<u>16,280,634</u>
Cargo a resultados del año	<u>(9,947)</u>	<u>(749,871)</u>	<u>1,627,976</u>	<u>(1,886,593)</u>	<u>(582,407)</u>	<u>(304,946)</u>	<u>-</u>	<u>(1,905,788)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>968,542</u>	<u>1,053,806</u>	<u>1,604,855</u>	<u>10,747,643</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>14,374,846</u>
Cargo a resultados del año	<u>-</u>	<u>1,941,330</u>	<u>-</u>	<u>38,641</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>731,473</u>	<u>2,711,444</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>968,542</u>	<u>2,995,136</u>	<u>1,604,855</u>	<u>10,786,284</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>731,473</u>	<u>17,086,290</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

Activo por impuesto diferido por unidad fiscal al 31 de diciembre de 2013:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Inventario obsoleto	708,083	260,459	968,542
Impuesto a la salida de divisas	731,473	-	731,473
Obligación por retiro de bienes	2,407,306	587,830	2,995,136
Sublevante de crudo	-	1,604,855	1,604,855
Exceso de base fiscal de inversiones al valor en libros	7,203,942	3,582,342	10,786,284
Total	<u>11,050,804</u>	<u>6,035,486</u>	<u>17,086,290</u>

Activo por impuesto diferido por unidad fiscal al 31 de diciembre de 2012:

	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Inventario obsoleto	708,083	260,459	968,542
Obligación por retiro de bienes	597,763	456,043	1,053,806
Sublevante de crudo	-	1,604,855	1,604,855
Exceso de base fiscal de inversiones al valor en libros	6,563,455	4,184,188	10,747,643
Total	<u>7,869,301</u>	<u>6,505,545</u>	<u>14,374,846</u>

Otros aspectos tributarios

a. Situación fiscal-

De acuerdo con disposiciones legales, la autoridad tributaria tiene la facultad de revisar las declaraciones del impuesto a la renta de la Sucursal, dentro del plazo de hasta tres años posteriores contados a partir de la fecha de presentación de la declaración del impuesto a la renta, siempre y cuando haya cumplido oportunamente con sus obligaciones tributarias. El Servicio de Rentas Internas ha auditado a la Sucursal hasta el año 2008.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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.

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%.

Notas a los estados financieros (continuación)

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.
- El Impuesto a la Salida de Divisas (ISD) podrá ser utilizado como crédito tributario para la determinación del impuesto a la renta hasta por 5 años, siempre que haya sido originado en la importación de materias primas, insumos y bienes de capital con la finalidad de que sean incorporados en procesos productivos y que consten en el listado emitido por el Comité de Política Tributaria.

g. 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:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Subevante de crudo en Bloque 17 (1)	3,861,354	3,861,354
Materiales y repuestos:		
En bodegas	5,610,424	5,583,414
En tránsito	1,396,960	282,922
	<u>10,868,738</u>	<u>9,727,690</u>
(Menos)		
Provisión para obsolescencia	(1,599,570)	(1,599,570)
Provisión sublevante de crudo (2)	(1,847,492)	(1,847,492)
	<u>7,421,676</u>	<u>6,280,628</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 representan 109,416 barriles no levantados valuados al costo de producción de

Notas a los estados financieros (continuación)

aproximadamente 36 por barril que incluye el costo de producción anual más regalías, impuestos y tarifa de transporte.

- (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 el estado de resultados integrales.

El costo de los inventarios de repuestos reconocidos como gastos e incluidos en el costo de producción fue de 27,467,431 (26,734,583 en el 2012) (Nota 18).

8. IMPUESTOS POR COBRAR

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 los impuestos por cobrar estaban formados de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta año 2011	532,543	532,543
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta año 2012 (1)	1,601,480	-
Crédito tributario de Impuesto a la renta (Nota 13)	1,232,894	-
Impuesto al valor agregado por cobrar	101,254	-
	<u>3,468,171</u>	<u>532,543</u>

- (1) Corresponde a crédito tributario por retenciones en la fuente de impuesto a la renta correspondiente a las operaciones del bloque 14, por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.

9. 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)	16,012,290	14,247,975
Compañías relacionadas (Ver Nota 16)	13,861,573	14,541,740
Anticipos a proveedores	451,138	-
Otros	25,210	4,841
	<u>30,350,211</u>	<u>28,794,556</u>

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

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Bloque 14	8,034,156	7,025,468
Bloque 17	7,978,134	7,222,507
	<u>16,012,290</u>	<u>14,247,975</u>

10. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

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

	<u>2013</u>		<u>2012</u>	
	<u>No corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No corriente</u>	<u>Corriente</u>
Activos financieros medidos a costo amortizado (2)				
Efectivo en caja y bancos	-	43,680,830	-	63,105,427
Cuentas por cobrar (Nota 9) (1)	-	30,350,211	-	28,794,556
Garantías bancarias (1)	1,088,108	-	673,690	-
Total activos financieros	<u>1,088,108</u>	<u>74,031,041</u>	<u>673,690</u>	<u>91,899,983</u>
Pasivos financieros medidos a costo amortizado (2)				
Cuentas por pagar (Nota 15) (1)	-	8,582,402	-	4,900,731
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 16) (1)	-	66,697,574	-	66,697,574
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 16) (1)	-	5,640,504	-	6,089,359
Total pasivos financieros	<u>-</u>	<u>80,920,480</u>	<u>-</u>	<u>77,687,364</u>

(1) Los activos y pasivos financieros no generan intereses que conllevan a una utilidad o pérdida debido a su condición de corrientes, debido a que su vencimiento es menor a 12 meses.

(2) 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

b) Reserva para futuras capitalizaciones

Al 31 de Diciembre de 2013 y 2012 la Sucursal mantiene una reserva para futuras capitalizaciones de 25,200,000 que podría ser utilizada para compensar pérdidas futuras.

c) 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.

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

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

e) Dividendos pagados

Mediante Resolución de la Casa Matriz de fechas 10 de Enero de 2013, 24 de Junio de 2013, y 13 de diciembre de 2013, se resolvió la distribución de utilidades por 28,200,000.

12. PROVISIONES

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

	Obligación por retiro de bienes (1)	Determinaciones tributarias (Nota 19) (2)	Total
Saldo al 31 de diciembre del 2011	19,770,150	1,181,450	20,951,600
Registrado en inversiones de producción (Nota 4)	5,529,087	-	5,529,087
Interés del año	-	53,112	53,112
Ajuste por el sobrecargo del 20% de las contingencias	-	(107,035)	(107,035)
Actualización financiera	1,132,338	-	1,132,338
Saldo al 31 de diciembre del 2012	26,431,575	1,127,527	27,559,102
Registrado en inversiones de producción (Nota 4)	(4,097,909)	-	(4,097,909)
Interés del año	-	53,113	53,113
Actualización financiera	1,498,357	-	1,498,357
Saldo al 31 de diciembre del 2013	23,832,023	1,180,640	25,012,663

Notas a los estados financieros (continuación)

(1) Obligación por retiro de bienes-

La obligación por retiro de bienes incluye aquellas obligaciones legales sobre las cuales la Sucursal estará en la obligación de ejecutar para abandonar sus activos tales como sus pozos productivos. El valor estimado no descontado para esta obligación es 38,565,300 (35,857,144 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:

	<u>Block 14</u>	<u>Block 17</u>	<u>Total</u>
Se utilizará en 4 años	7,248,828	5,465,235	12,714,063
Se utilizará en 5 años	16,102,314	5,184,676	21,286,990
Provisión para abandono de campos, sin descuento	23,351,142	10,649,911	34,001,053
Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 8.17%	<u>16,339,143</u>	<u>7,492,880</u>	<u>23,832,023</u>

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

	<u>Block 14</u>	<u>Block 17</u>	<u>Total</u>
Se utilizará en 5 años	8,678,238	4,618,563	13,296,801
Se utilizará en 6 años	17,021,077	5,539,266	22,560,343
Provisión para abandono de campos, sin descuento	25,699,315	10,157,829	35,857,144
Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada al 5.71%	<u>18,963,032</u>	<u>7,468,543</u>	<u>26,431,575</u>

(2) Determinaciones tributarias -

La Sucursal se encuentra en disputa en relación con el método utilizado para determinar el valor del ingreso tributable en relación con los cargos indirectos del exterior, amortización de diferencial cambiario y precios de referencia establecidos por EP Petroecuador sobre los cuales la autoridad tributaria ha determinado un impuesto a la renta y participación a trabajadores adicional por 1,180,640 (1,127,527 en el año 2012) incluidos los efectos de intereses de mora tributaria.

Esta provisión está siendo incrementada por efecto del interés de mora tributaria, cuyo porcentaje promedio

Notas a los estados financieros (continuación)

mensual fue del 1.02% para los años 2013 y 2012 de acuerdo con el interés aplicable a las obligaciones tributarias con el Servicio de Rentas Internas (SRI).

13. 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)	-	572,272
Impuesto al valor agregado por pagar	-	41,171
Retenciones de impuestos por pagar	354,943	801,035
Impuestos por pagar	<u>354,943</u>	<u>1,414,478</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)	7,096,137	9,079,962
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta recibidas	(8,329,031)	(8,507,690)
(Crédito tributario) (Nota 8) / Impuesto renta por pagar	<u>(1,232,894)</u>	<u>572,272</u>

14. SOBREVANANTE DE PETRÓLEO CRUDO

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012 el sobrelevante de petróleo crudo estaba formado de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Barriles de petróleo crudo (1)	68,576	68,576
Precio por barril (promedio anual) en (US\$) (2)	98,45	97,34
	<u>6,751,625</u>	<u>6,675,095</u>

(1) El sobrelevante de petróleo crudo se originó en el Bloque 14, cuando la Sucursal exportó una cantidad mayor de barriles de petróleo crudo a los producidos. Este es un efecto del contrato de participación que estuvo vigente hasta el año 2010 el cual no ha sido liquidado hasta la fecha.

(2) La variación en el valor del sobrelevante de petróleo crudo entre los años 2013 y 2012 obedece a la variación de precio del barril de petróleo. Dicho efecto fue registrado como gasto en el estado de resultados integrales del año 2013.

Notas a los estados financieros (continuación)

15. CUENTAS POR PAGAR

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

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
EP Petroecuador:		
Participación de EP Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo (1)	1,793,883	1,793,883
Otros	42,882	42,882
Subtotal	1,836,765	1,836,765
Participación a trabajadores a pagar a empleados (3%) (Ver Nota 18) (2)	1,138,418	1,393,344
Participación trabajadores a pagar al Gobierno (12%) (Ver Nota 18) (2)	4,553,669	5,573,378
Costos y gastos provisionados (3)	34,209,817	14,816,175
Cuentas por pagar (Nota 10)	8,582,402	4,900,431
	<u>50,321,071</u>	<u>28,520,093</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, lo cual se liquidará cuando se realice el sublevante de crudo del Bloque 17 que se mantiene como inventario, que se quedó como tal al cierre del anterior Contrato de participación.

(2) Participación a trabajadores-

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

De acuerdo con la reforma a la Ley de Hidrocarburos vigente a partir del 1 de julio de 2010 las utilidades se distribuirán en un 3% para los trabajadores y el 12% restante será transferido al Estado 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	25,068,032	11,597,740
Costos directos	2,881,249	2,131,877
Costos indirectos	4,571,219	267,168
Otros	1,689,317	819,390
	<u>34,209,817</u>	<u>14,816,175</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:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Andes Petroleum Company Limited – BVI (1) (Nota 9)	13,861,573	14,541,740
	<u>13,861,573</u>	<u>14,541,740</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.

Cuentas por pagar (Nota 10):

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
PetroOriental S.A. – Casa matriz (1)	66,697,574	66,697,574
Socio en el Bloque 17 (OPIC)	1,090,539	1,524,807
Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Sucursal Ecuador)	3,112,151	3,101,651
PetroOriental OCP Holdings Ltd.	1,437,814	1,437,813
Otros	-	25,088
	<u>72,338,078</u>	<u>72,786,933</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.	211,674,319	214,826,784
<u>Andes Petroleum Ecuador Ltd – Sucursal Ecuador</u>		
Servicios recibidos (1)	22,412,666	20,384,185
<u>Sinopec Petroleum Research Institute</u>		
Reembolso de gastos	7,777	-
Servicios recibidos	1,025,640	2,700,000
<u>Sinopec International Petroleum Service</u>		
Reembolso de gastos	2,384,960	-
<u>CNPC Chuangqing Drilling Engineering Comp</u>		
Servicios recibidos	11,602,358	-
<u>BGP Ecuador Co. S.A.</u>		
Servicios recibidos	1,284,196	-
<u>CPTDC China Petroleum Technology & Development</u>		
Servicios recibidos	5,474,192	-
<u>CNLC Ecuador Corporacion S.A.</u>		
Servicios recibidos	451,291	-
<u>Overseas Petroleum and investment Corporation – Sucursal Ecuador</u>		
Fondos recibidos para la operación del Consorcio Bloque 17	33,279,085	31,548,372
Fondos pagados	(37,500,249)	(41,824,183)
Reembolso de Gastos	261,510	-
<u>Overseas Petroleum and investment Corporation</u>		
Servicios prestados	67,842	-
<u>China Petroleum Engineering & Construction Corporation</u>		
Servicios recibidos	561,640	-

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

17. INGRESOS

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

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Ingreso por tarifa de servicios	164,990,940	168,230,633
	<u>164,990,940</u>	<u>168,230,633</u>

Para los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los barriles producidos y el ingreso total reconocido en la tarifa de servicio estaban formados de la siguiente manera:

2013:	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Barriles producidos	1,996,945	1,936,178	3,933,123
Tarifa Ajustada (en US\$)	41,98	41,98	41,95
Ingresos por servicios	<u>83,836,859</u>	<u>81,154,081</u>	<u>164,990,940</u>
2012:	<u>Bloque 14</u>	<u>Bloque 17</u>	<u>Total</u>
Barriles producidos	2,030,060	2,017,531	4,047,591
Tarifa Ajustada (en US\$)	41,56	41,56	41,56
Ingresos por servicios	<u>84,373,857</u>	<u>83,856,776</u>	<u>168,230,633</u>

En el año 2013, de enero a marzo la tarifa de servicio fue de 41, 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 41.72 sin considerar el factor de inflación, el mismo que para el año 2013 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	125,255,237	99,151,731
Gastos administrativos	20,911,579	21,355,415
	<u>146,166,816</u>	<u>120,507,146</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

El detalle de los gastos por naturaleza es como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Consumo de inventarios (Nota 7)	27,467,431	26,734,583
Servicios subcontratados	15,326,583	15,118,634
Cargos por depreciación y amortización (Notas 3, 4 y 5) (1)	44,485,662	43,357,911
Participación a trabajadores a pagar a empleados (3%) (Nota 15)	1,138,418	1,393,344
Participación trabajadores a pagar al Gobierno (12%) (Nota 15)	4,553,669	5,573,378
Transporte por el oleoducto	213,055	222,546
Otros	52,981,998	28,106,750
	<u>146,166,816</u>	<u>120,507,146</u>

(1) Cargos por depreciación y amortización-

Un detalle de la depreciación y amortización fue como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Amortización de inversiones de producción (Nota 4)	44,256,882	37,967,555
Baja de pozos exploratorios (Nota 3)	-	5,509,458
Depreciación de otras propiedades y equipos (Nota 5)	228,780	330,898
	<u>44,485,662</u>	<u>43,357,911</u>

19. CONTINGENCIAS

a) Precio de referencia

La Sucursal ha recibido del Servicio de Rentas Internas – SRI las actas de determinación finales de impuesto a la renta de los años 2000 al 2009, así como el impuesto a la renta sobre los ingresos extraordinarios por el período de septiembre 2008 a diciembre 2010, que incluye el cálculo del precio de referencia usado para la valoración de ingreso el valor más alto entre el precio de venta del mes del embarque y el precio de referencia del mes anterior al embarque. El efecto de la contingencia tributaria usando la interpretación del SRI desde el año 2000 al año 2010 sería 19 millones (este monto incluye años revisados y no revisados por el SRI, la participación a empleados y los efectos de intereses de mora tributaria).

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

Notas a los estados financieros (continuación)

b) Diferencial cambiario

En 1999, la devaluación de la moneda del Ecuador (Sucre), provocó importantes pérdidas de divisas que se reflejaron en un patrimonio negativo. La nueva ley sustituyó el impuesto a la renta por el Impuesto a las Transacciones Financieras (1% sobre las transacciones a través del sistema financiero) por lo cual la Superintendencia de Compañías permite la capitalización de las pérdidas generadas por la diferencia en cambio no realizada y su amortización en un plazo máximo de 5 años. El importe neto capitalizado por la Sucursal fue de 11,230,000 y la contingencia fiscal sería 6,810,000 (las cantidades incluyen años revisados y no revisados por el SRI, la participación a trabajadores y el efecto de intereses de mora tributaria).

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

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

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

La Sucursal recibió del SRI los informes de auditoría para los años 2000, 2003 a 2005, 2008 y 2009 para Bloque 17 que incluye la glosa por cargos indirectos del exterior como gastos no deducibles, considerando los siguientes argumentos: a) estos cargos no son necesarios para las operaciones / ingresos de la Sucursal, b) los documentos justificativos no son suficientes para el SRI que expliquen que los gastos reales (roles de pagos confidenciales, los detalles de los gastos de los expatriados, la certificación de gastos por los auditores externos, cálculos, procedimientos generales para la distribución de los cargos indirectos del exterior a la unidad de Ecuador), c) No existe evidencia que estos cargos son transferidos desde la Casa Matriz, sin margen de utilidad (mark up). La contingencia tributaria es de US\$ 2,660,000 (que incluye años revisados y no revisados por el SRI, la participación a trabajadores y los efectos de intereses de mora tributaria).

Los Bloques 14 y 17, entraron en negociaciones con el Gobierno con el fin de modificar los actuales contratos de participación. El efecto legal de la ejecución de enmiendas a los contratos con el Gobierno era que la Ley 42 quedaría sin efectos, a cambio del Impuesto a la Renta Extraordinaria que fue creado por la Ley de Equidad

Notas a los estados financieros (continuación)

Tributaria que comenzará a tener efecto con un arancel del 70% y un precio base acordado entre las partes en el contrato modificatorio. El precio calculado de regalías para el período de septiembre a diciembre de 2008 para los bloques del sur utilizando como base las nuevas cantidades de la enmienda al contrato sería de 15 millones los cuales no han sido devengados. Basándose en la disposición legal que le permite tomar el crédito tributario por los pagos relacionados con la Ley 42 realizados durante el año 2008. El criterio de para aplicar el crédito tributario no es compartido por las autoridades fiscales. Además, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero – ARCH estableció diferencias entre el importe calculado y la cantidad pagada por Sucursal.

Durante el año 2013, el SRI terminó el proceso administrativo de los Bloques 14 y 17, relacionados con el impuesto a la renta sobre ingresos extraordinarios por el periodo de septiembre 2008 a Diciembre 2010, las glosas del SRI están relacionadas a la no aceptación del crédito tributario por pagos relacionados a la ley 42, como se mencionaba en el párrafo anterior, utilizando el precio de referencia del mes anterior, como se mencionaba en el párrafo a, y la no aceptación del ajuste de calidad. El efecto de la contingencia tributaria relacionada a la no aceptación del ajuste de calidad es US\$ 25,000,000.

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

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

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH ha auditado 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 y los cargos indirectos del exterior. Una apelación ha sido presentada ante el Tribunal de lo Contencioso Administrativo, para impugnar la legalidad del proceso para los años del 2000 al 2011.

En Diciembre de 2013, los auditores de la ARCH notificaron al Representante Legal de la Operadora de los Bloques 14 y 17 el informe final para el año 2012. De acuerdo con la ley, los bloques están preparando las objeciones a los ajustes y reclasificaciones emitidas por la ARCH, con el fin de apelar al Ministerio de Recursos No Renovables.

20. DETALLE DE GARANTIAS ENTREGADAS

Al 31 de diciembre de 2013, la Sucursal mantiene garantías por 4,708,352 emitidas por bancos locales, que se detallan como sigue:

- A favor del Ministerio del Ambiente por 3,378,278 para garantizar el cumplimiento del plan de manejo ambiental en el desarrollo y producción de diversos campos, construcción de plataformas, perforación de pozos y operación de líneas de flujo, en los campos de los Bloques 14 y 17. Estas garantías son renovables automáticamente cada año, por el tiempo de operación en cada campo.
- A favor del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) por 138,000 para garantizar el cumplimiento del

Notas a los estados financieros (continuación)

plan de manejo ambiental en la instalación y utilización de las plantas de generación eléctrica de los Bloques 14 y 17. Estas garantías son renovables automáticamente cada año, por el tiempo de uso de dichas plantas.

- A favor del Servicio de Rentas Internas – SRI por 1,154,074 para garantizar los recargos adicionales que la administración tributaria impone para poder iniciar un proceso legal ante el mismo, sobre las determinaciones tributaria que le haya efectuado.
- Otras garantías aduaneras por 38,000.

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

21. PARTICIPACIÓN EN OPERACIONES CONJUNTAS

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

	2013	2012
Activos:		
Activos a largo plazo	88,445,723	85,835,776
Activos corrientes	28,205,312	20,274,921
Total	116,651,035	106,110,697
Pasivos:		
Pasivos a largo plazo	7,473,563	7,468,542
Pasivos corrientes	22,321,186	25,212,169
Total	29,794,749	32,680,711
Activos netos:	86,856,286	73,429,986
Ingresos	81,647,604	84,356,815
Gastos	(66,723,307)	(60,919,715)
Utilidad antes de impuestos	14,924,297	23,437,100
Interés proporcional en operaciones Conjuntas	70%	70%

22. RIESGOS FINANCIEROS

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

Notas a los estados financieros (continuación)

a) El riesgo de crédito

La Sucursal tiene derecho al Pago de una tarifa fija por concepto de la prestación de sus servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en los Bloques 14 y 17 de la Región Amazónica. Sin embargo, en razón de que la Secretaría de Hidrocarburos realiza el pago a la Sucursal con el Ingreso Disponible, en el evento de que dicho Ingreso Disponible no fuera suficiente para cubrir el pago de la Tarifa, el saldo faltante mensual se acumularía durante el mes o año fiscal pertinente hasta que el Ingresos Disponibles sea suficientes en cuyo caso la Secretaría debe realizar el pago. Cualquier diferencia acumulada, originada por insuficiencia del Ingreso Disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría de Hidrocarburos, se extinguiría a la finalización del Contrato, produciendo un riesgo de no pago por los servicios prestados que afectaría la situación económica de la Sucursal.

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

b) El riesgo de liquidez

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

A continuación se presenta un detalle de la antigüedad de los pasivos financieros que mantiene la Sucursal al 31 de diciembre de 2013 y 2012

	2013		2012	
	1 – 12 meses	Más de 12 meses	1 – 12 meses	Más de 12 meses
Pasivos financieros				
Cuentas por pagar (Nota 15)	8,582,402	-	4,900,431	-
Cuentas por pagar a Casa Matriz (Nota 16) (1)	66,697,574	-	66,697,574	-
Cuentas por pagar a compañías relacionadas (Nota 10)	5,640,504	-	6,089,359	-
Total pasivos financieros	80,920,480	-	77,687,364	-

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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

c) **Gestión del Capital de Riesgo**

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

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

d) **Riesgo jurídico, político, y social**

En la medida que se susciten cambios en materia jurídica, esto es, en la legislación hidrocarburífera, tributaria, societaria laboral, ambiental, entre otras, dichos cambios podrían producir efectos de diversa naturaleza no previstos en el Contrato al momento de su suscripción. Asimismo, las modificaciones en las estructuras políticas y decisiones gubernamentales podrían conllevar riesgos de gran trascendencia económica en el evento de que no se honre la voluntad original de las Partes en el Contrato. Finalmente, en el ámbito social, las expectativas particulares de comunidades asentadas en las áreas donde opera la Sucursal (Bloques 14 y 17- 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.

23. **EVENTOS SUBSECUENTES**

Entre el 31 de diciembre de 2013 y la fecha de emisión de estos estados financieros no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto significativo sobre dichos estados financieros que no se hayan revelado en los mismos.