OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION – SUCURSAL ECUADOR

ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

Contenido	Página
Informe de los auditores independientes	1
Estado de situación financiera	3
Estado de resultado integral	4
Estado de cambios en el patrimonio	5
Estado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros	8

Abreviaturas:

NIC	Norma Internacional de Contabilidad
NIIF	Norma Internacional de Información Financiera
CINIIF	Interpretación del Comité de Normas Internacionales de Información Financiera
SRI	Servicio de Rentas Internas
US$	U.S. dólares

Deloitte.

Deloitte & Touche
Av. Amazonas N3517
Telf: (593 2) 381 5100
Quito – Ecuador

Tulcán 803
Telf: (593 4) 370 0100
Guayaquil - Ecuador
www.deloitte.com/ec

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Representante Legal de
Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador:

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador, que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2013 y los correspondientes estados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia por los estados financieros

La gerencia de la Sucursal es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, y del control interno determinado por la gerencia como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con normas internacionales de auditoría. Dichas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener certeza razonable de si los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la realización de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de error material en los estados financieros debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Sucursal a fin de diseñar procedimientos de auditoría apropiados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Sucursal. Una auditoría también comprende la evaluación de que las políticas contables utilizadas son apropiadas y de que las estimaciones contables hechas por la gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited, sociedad privada de responsabilidad limitada en el Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de ellas como una entidad legal única e independiente. Conozca en www.deloitte.com/ec/conozcanos la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro

Member of Deloitte Touche Tohmatsu

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 referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador al 31 de diciembre del 2013, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.

Deloitte & Touche

Quito, Mayo 29, 2014
Registro No. 019

Santiago Sánchez
Socio
Licencia No. 25292

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

ACTIVOS	Notas	2013	2012
		(en U.S. dólares)	
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	3,902,079	2,333,338
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	5	340,866,391	316,136,981
Inventarios	6	6,240,855	5,884,855
Activos por impuestos corrientes	9	926,236	1,377,236
Otros activos		603,030	579,969
Total activos corrientes		352,538,591	326,312,379
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Propiedades, planta y equipo, neto	7	135,519,923	146,861,872
Activos por impuestos diferidos	9	10,102,260	9,491,269
Otros activos		283,441	284,293
Total activos no corrientes		145,905,624	156,637,434
TOTAL		498,444,215	482,949,813

Ver notas a los estados financieros

Ming Fei Wang
Representante Legal

PASIVOS Y PATRIMONIO	Notas	2013	2012
		(en U.S. dólares)	
PASIVOS CORRIENTES:			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8	50,617,671	79,223,322
Pasivos por impuestos corrientes	9	7,424,312	12,083,711
Total pasivos corrientes		58,041,983	91,307,033
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Pasivos por impuestos no corrientes	9	25,226,305	24,057,626
Provisiones	10	21,434,211	23,734,912
Total pasivos no corrientes		46,660,516	47,792,538
Total pasivos		104,702,499	139,099,571
PATRIMONIO:	12		
Capital asignado		25,000	25,000
Contribuciones de Casa Matriz		158,198	158,198
Utilidades retenidas		393,558,518	343,667,044
Total patrimonio		393,741,716	343,850,242
TOTAL		498,444,215	482,949,813

Iván Aguayo
PwC Asesores Empresariales Cía. Ltda.
RUC 1790354121001
Contador General

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR

ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

	Notas	2013	2012
		(en U.S. dólares)	
INGRESOS:			
Prestación de servicios y total	13	177,487,413	200,981,384
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN:			
Amortización y depreciación	14	41,559,742	34,037,386
Servicios externos		27,705,133	26,280,822
Tasas y contribuciones		15,320,761	19,714,946
Consumo de inventarios y compras		13,951,766	12,943,678
Alquiler de maquinaria y vehículos		10,471,051	9,977,443
Costos financieros	15	3,824,703	3,466,132
Otros ingresos, neto		(237,803)	(619,480)
Total		112,595,353	105,800,927
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		64,892,060	95,180,457
Menos gasto (ingreso) por impuesto a la renta:	9		
Corriente		15,611,577	21,570,533
Diferido		(610,991)	806,218
Total		15,000,586	22,376,751
UTILIDAD DEL AÑO Y TOTAL RESULTADO INTEGRAL		49,891,474	72,803,706

Ver notas a los estados financieros

Ming Fei Wang
Representante Legal

Iván Aguayo
PwC Asesores Empresariales Cía. Ltda.
RUC 1790354121001
Contador General

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

	Capital asignado	Contribuciones de Casa Matriz	Utilidades retenidas	Total
		... (en U.S. dólares) ...		
Saldos al 31 de diciembre del 2011	25,000	158,198	270,863,338	271,046,536
Utilidad del año	_____	_____	72,803,706	72,803,706
Saldos al 31 de diciembre del 2012	25,000	158,198	343,667,044	343,850,242
Utilidad del año	_____	_____	49,891,474	49,891,474
Saldos al 31 de diciembre del 2013	25,000	158,198	393,558,518	393,741,716

Ver notas a los estados financieros

Ming Fei Wang
Representante Legal

Iván Aguayo
PwC Asesores Empresariales Cía. Ltda.
RUC 1790354121001
Contador General

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad del año	49,891,474	72,803,706
Ajustes para conciliar la utilidad antes del impuesto a la renta con el efectivo neto de las actividades operativas:		
Depreciación y amortización	41,559,742	34,037,386
Gasto financiero de obligaciones fiscales no corrientes	1,168,679	1,274,923
Actualización financiera para el abandono de campos	896,178	1,111,522
Activos por impuestos diferidos	(610,991)	806,218
Variación de activos - (incremento) disminución:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(24,729,410)	(58,634,446)
Inventarios	(356,000)	(53,894)
Activos por impuestos corrientes	451,000	(99,752)
Otros activos	(22,209)	170,644
Variación de pasivos - incremento (disminución):		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(28,605,651)	7,060,405
Pasivos por impuestos corrientes	18,467,294	16,611,295
Otras cuentas por pagar		(19,499,532)
Impuestos pagados	(21,362,847)	(12,346,516)
Intereses pagados	(1,763,846)	(1,305,392)
Flujo neto de efectivo proveniente de actividades de operación	34,983,413	41,936,567

(Continúa...)

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO (Continuación)
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

	Nota	2013	2012
		(en U.S. dólares)	
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:			
Adiciones en propiedades, planta y equipo y total flujo neto utilizado en actividades de inversión		(33,414,672)	(40,793,851)
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO:			
Incremento neto en efectivo y equivalentes de efectivo		1,568,741	1,142,716
Saldos al comienzo del año		2,333,338	1,190,622
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	4	3,902,079	2,333,338

Ver notas a los estados financieros

Ming Fei Wang
Representante Legal

Iván Aguayo
PwC Asesores Empresariales Cía. Ltda.
RUC 1790354121001
Contador General

1. INFORMACIÓN GENERAL

Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador (en adelante la "Sucursal") es una sucursal de Overseas Petroleum and Investment Corporation constituida en Panamá. Su actividad principal es la producción de petróleo crudo en el Bloque 16, Bloque Tivacuno y Bloque 17, dentro del territorio de la República del Ecuador.

Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador es socia de los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno, los cuales hasta el año 2011 conformaban un solo Consorcio (el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno, el cual se constituyó legalmente e inició sus operaciones a partir del 1 de enero del 2006). En cumplimiento con la Reforma al Reglamento para la Aplicación del Régimen Tributario Interno publicada en julio del 2011, a partir del 1 de enero del 2012, el Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno separó las operaciones del Área Tivacuno y modificó su nombre al de Consorcio Petrolero Bloque 16; adicionalmente, a partir de esa fecha se constituyó el Consorcio Petrolero Bloque Tivacuno.

Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno

Actualmente, luego de varias cesiones de derechos entre las compañías socias, los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Bloque Tivacuno se conforman de las siguientes socias con las siguientes participaciones:

Repsol Ecuador S.A.	35%
Overseas Petroleum and Investment Corporation	31%
Amodaimi Oil Company, S.L..	20%
CRS Resources Ecuador LDC.	14%

Convenios de Operación Conjunta:

Mediante convenio de operación conjunta para realizar operaciones en el Bloque 16 y Área Tivacuno, las socias miembros del Consorcio nombraron como operadora a YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador para la exploración y explotación del Bloque 16 y del Área Tivacuno. La operación del Bloque 16 y del Área Tivacuno fue cedida a Repsol Ecuador S.A..

En este convenio se establece que las socias miembros del Consorcio mantienen el derecho sobre los activos, la obligación sobre los pasivos, el beneficio de los ingresos y la responsabilidad de los costos y gastos de la operación conjunta de acuerdo a su porción de interés participante (31% para la Sucursal).

Contratos:

A continuación se resume las principales cláusulas de los contratos relacionados con el Bloque 16 y Bloque Tivacuno:

- ***Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica*** - Con fecha 23 de noviembre de 2010, la Contratista del Bloque 16 (en el cual la Sucursal es socia), firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica. El Contrato en mención reemplaza al Contrato Modificatorio II al Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón y fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH (anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH) el 23 de diciembre del 2010. El Contrato firmado tiene por objeto la prestación de servicios, con recursos propios y a riesgo de la Contratista, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo en el área del Contrato. Este contrato entra en vigencia a partir del 1 de enero del 2011 y termina el 31 de diciembre del 2018.

  La Contratista se obliga a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción aportando la tecnología, los capitales y los equipos, bienes y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato, de conformidad con el Plan de Actividades comprometidas e inversiones estimadas que ascienden a US$280 millones (US$86.8 millones para la Sucursal) durante el período del contrato.

  La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa de US$35.95 por barril de petróleo crudo neto extraído y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la cual es revisada anualmente, en razón de un factor de inflación de costos operativos, establecido en el contrato. El pago a la Contratista puede hacerse en efectivo, especie o una mezcla de los dos, en función al acuerdo entre las partes y la disponibilidad existente de petróleo crudo.

  En el año 2013, la Contratista llegó a un acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos para ajustar dicha tarifa por efecto de reducción en la tasa de impuesto a la renta inicialmente considerada en el Contrato y por ajuste de inflación. Según este acuerdo, la tarifa de petróleo crudo pagada por la Secretaría de Hidrocarburos para el año 2012 y 2013 se ajustó a US$36.53 y a US$36.76, respectivamente.

  Inclusión del campo Wati y extensión del Contrato:

  El 17 de diciembre del 2013, la Secretaria de Hidrocarburos y la Contratista del Bloque16 suscribieron el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica, con la inclusión del campo denominado Wati, dicha modificación contempla los siguientes principales aspectos:

  - Extensión del plazo contractual del Bloque 16 hasta el 31 de diciembre del 2022 y modificación del área del Bloque 16, asignando a la Contratista un área adicional de casi 1,993 hectáreas para incorporar el campo Wati.

- Para el desarrollo del campo Wati la Contratista asumió el compromiso de perforar 7 pozos de desarrollo en dos fases (2 pozos direccionales en una primera fase y 5 pozos horizontales dependiendo de los resultados de la primera fase), más las facilidades de producción asociadas (incluyendo la construcción de una vía de 3.5 km).

- La inversión estimada para el desarrollo del campo Wati es de aproximadamente US$73 millones (US$22.7 millones para la Sucursal).

- La extensión del plazo contractual hasta el 2022 no implica compromisos de inversión adicionales para el Bloque 16.

- La Sucursal estima iniciar la producción en el campo Wati durante el primer semestre del año 2015.

- El referido contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 8 de enero del 2014.

La Contratista entregará a la finalización de este Contrato al Estado Ecuatoriano, sin costo y en buen estado, salvo el desgaste normal, los pozos que estuvieren en producción y todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido destinados para los fines del Contrato.

- ***Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tivacuno*** - Con fecha 22 de enero del 2011, la Contratista del Bloque Tivacuno (en la cual la Sucursal es socia), firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tivacuno. El contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH (anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH) el 21 de febrero del 2011. El Contrato firmado tiene por objeto la prestación de servicios, con recursos propios y a riesgo de la Contratista, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo en el área del Contrato. Este contrato entra en vigencia a partir del 1 de marzo del 2011 y termina el 31 de diciembre del 2018.

  La Contratista se obliga a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción aportando la tecnología, los capitales y los equipos, bienes y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato, de conformidad con el Plan de Actividades comprometidas e inversiones estimadas que ascienden a US$22.8 millones (US$7.1 millones para la Sucursal) durante el período del contrato.

  La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa original de US$27.25 por barril de petróleo crudo neto extraído y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la cual es revisada anualmente, en razón de un factor de inflación de costos operativos establecido en el contrato. El pago a la Contratista puede hacerse en efectivo, especie o una mezcla de los dos, en función al acuerdo entre las partes y la disponibilidad existente de petróleo crudo.

  En el año 2012, la Contratista llegó a un acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos para ajustar dicha tarifa por efecto de la inflación. Según este acuerdo, la tarifa de petróleo crudo pagado por la Secretaría de Hidrocarburos para los años 2012 y 2013 se ajustó a US$27.67 y US$27.84, respectivamente.

La Contratista entregará a la finalización de este Contrato al Estado Ecuatoriano, sin costo y en buen estado, salvo el desgaste normal, los pozos que estuvieren en producción y todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido destinados para los fines del Contrato.

Consorcio Petrolero Bloque 17

El Consorcio Petrolero Bloque 17 se constituyó el 31 de diciembre del 2005 y se conforma de las siguientes socias con las siguientes participaciones:

PetroOriental S.A.	70%
Overseas Petroleum and Investment Corporation	30%

Convenios de Operación Conjunta:

Mediante convenio de operación conjunta para realizar operaciones en el Bloque 17, las socias miembros del Consorcio nombraron como operadora a PetroOriental S.A., para la exploración y explotación del Bloque 17.

En este convenio se establece que las socias miembros del Consorcio mantienen el derecho sobre los activos, la obligación sobre los pasivos, el beneficio de los ingresos y la responsabilidad de los costos y gastos de la operación conjunta de acuerdo a su porción de interés participante (30% para la Sucursal).

Contrato:

A continuación se resumen las principales cláusulas del contrato relacionado con el Bloque 17:

- ***Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 17 de la Región Amazónica*** - Con fecha 23 de noviembre de 2010, la Contratista (en el cual la Sucursal es socia) firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 17 de la Región Amazónica. El Contrato en mención reeemplaza al Contrato Modificatorio II al Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 17 y fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH (anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH) el 23 de diciembre del 2010. El contrato firmado tiene por objeto la prestación de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo y vence el 31 de diciembre del 2018.

  La Contratista recibirá como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa de US$41 por barril de petróleo crudo neto extraído y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la cual es revisada anualmente, en razón de un factor de inflación de costos operativos, establecido en el contrato. De conformidad con lo estipulado en el Contracto, las partes acordaron que a partir de la fecha efectiva, el pago a la Contratista se efectuará en especie (petróleo crudo).

  La Contratista entregará a la finalización de este Contrato al Estado Ecuatoriano, sin costo y en buen estado, salvo el desgaste normal, los pozos que estuvieren en producción y todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido destinados para los fines del Contrato.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración de la Sucursal es responsable de la preparación y presentación de estos estados financieros y del control interno determinado por la gerencia como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

2.1 ***Declaración de cumplimiento*** - Los estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

2.2 ***Bases de preparación*** - Los estados financieros han sido preparados sobre las bases del costo histórico, tal como se explica en las políticas contables incluidas más abajo. El costo histórico está basado generalmente en el valor razonable de la contrapartida dada en el intercambio de los activos.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o el valor pagado para transferir un pasivo entre participantes de un mercado en la fecha de valoración, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Sucursal tiene en cuenta las características del activo o pasivo que los participantes del mercado tomarían en cuenta al fijar el precio del activo o pasivo a la fecha de medición. El valor razonable a efectos de medición y/o de revelación en los estados financieros, se determina sobre una base de este tipo, a excepción de las mediciones que tienen algunas similitudes con el valor razonable, pero no son su valor razonable, tales como el valor neto de realización de la NIC 2 o el valor en uso de la NIC 36.

Adicionalmente, a efectos de información financiera, las mediciones efectuadas a valor razonable se clasifican en el nivel 1, 2 o 3 con base en el grado de importancia de los importes para la medición del valor razonable en su totalidad, los cuales se describen a continuación:

Nivel 1: Son precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos idénticos que la entidad puede acceder a la fecha de medición.

Nivel 2: Importes distintos a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente.

Nivel 3: Importes son datos no observables para el activo o pasivo.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros:

2.3 ***Reconocimiento de la participación en operaciones conjuntas*** - Una operación conjunta es un acuerdo conjunto por el cual la Sucursal y las compañías socias que tienen control conjunto sobre dicho acuerdo y sobre el cual tienen derecho a los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el mismo. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control sobre el mismo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.
La Sucursal reconoce en relación con su participación en una operación conjunta:

a) Sus activos, incluyendo su parte de los bienes comunes.
b) Sus pasivos, incluyendo su parte de los pasivos incurridos conjuntamente.
c) Su participación por la proporción en los ingresos por la prestación de servicios de la operación conjunta.
d) Sus gastos, incluyendo su parte de cualquier gasto que haya incurrido conjuntamente.

La Sucursal registra los activos, pasivos , ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de conformidad con las NIIF aplicables a la proporción en los activos, pasivos, ingresos y gastos.

Para la determinación de la participación en los Consorcios, se han considerado los últimos estados financieros disponibles al cierre del año, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. Adicionalmente, los estados financieros incluyen las transacciones propias de la Sucursal.

2.4 ***Efectivo y equivalentes de efectivo*** - Incluye aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar rápidamente en efectivo en un plazo inferior a tres meses y sobregiros bancarios.

2.5 ***Inventarios*** - Son presentados al costo de adquisición o valor neto realizable, el menor. Son valuados con el método del costo promedio ponderado. Los inventarios incluyen una provisión para reconocer pérdidas por obsolescencia, la cual es determinada en función de un análisis de la posibilidad real de utilización en la prestación de servicios.

2.6 ***Propiedades, planta y equipo***

2.6.1 ***Mobiliario y equipo***

2.6.1.1 ***Medición en el momento del reconocimiento*** - Las partidas de mobiliario y equipo se miden inicialmente por su costo.

El costo de mobiliario y equipo comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento según lo previsto por la gerencia.

2.6.1.2 ***Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo*** - Después del reconocimiento inicial, el mobiliario y equipo es registrado al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas de deterioro de valor. Los gastos de reparaciones y mantenimientos se imputan a resultados en el período en que se producen.

2.6.1.3 ***Método de depreciación y vidas útiles*** - El costo de mobiliario y equipo se deprecia de acuerdo con el método de línea recta. La vida útil estimada, valor residual y método de depreciación son revisados al final de cada año, siendo el efecto de cualquier cambio en el estimado registrado sobre una base prospectiva.

A continuación se presentan las principales partidas de mobiliario y equipo y las vidas útiles usadas en el cálculo de la depreciación:

Ítem	Vida útil (en años)
Vehículos	5
Mobiliario y equipo y equipos de oficina	10
Equipos de computación	3

2.6.2 ***Inversiones de exploración y producción*** - Las inversiones de exploración y producción se registran de acuerdo con el método de exploración con éxito ("*successful efforts*"). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costos incurridos es el siguiente:

- Los costos originados en la adquisición de intereses en zonas con reservas probadas se capitalizan cuando se incurre en ellos.

- Los costos de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan. Los pozos se califican como "comercialmente explotables" únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento.

- Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento, transporte y almacenamiento de crudo se capitalizan.

- Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en los estados financieros.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores, se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- Los costos originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo, transporte, almacenamiento y extracción de las reservas probadas desarrolladas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización. Los cambios en las estimaciones de reservas se actualizan trimestralmente para el cálculo de la amortización.

2.6.3 ***Retiro o venta de propiedades, planta y equipo*** - La utilidad o pérdida que surja del retiro o venta de una partida de propiedades, planta y equipo es calculada como la diferencia entre el precio de venta y el valor en libros del activo y reconocida en resultados.

2.7 ***Deterioro del valor de los activos tangibles*** - Al final de cada período, la Sucursal evalúa los valores en libros de sus activos tangibles a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el importe recuperable del activo o unidad generadora de efectivo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (de haber alguna).

Las pérdidas y reversiones por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados.

2.8 ***Provisión para abandono de campos*** - De acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos, las Contratistas (en los cuales la Sucursal es socia) deberán efectuar las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por la actividad hidrocarburífera. El valor presente de los costos por estas obligaciones es activado conjuntamente con los activos que le dieron origen (inversiones de exploración y producción) y amortizados de la misma manera (Ver Nota 2.6.2). Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto considerando una estimación realizada por la Administración de la Sucursal en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del operador de los Consorcios en los que la Sucursal es socia. El referido pasivo disminuirá en la medida que la Sucursal incurra en costos de reestructuración de los campos, hasta la fecha de terminación de los contratos. Si un ajuste a la estimación diese como resultado que la amortización acumulada exceda al activo, la diferencia se registra afectando el activo productivo que generó la provisión.

2.9 ***Impuestos*** - El gasto por impuesto a la renta representa la suma del impuesto a la renta por pagar corriente, no corriente y del impuesto diferido.

2.9.1 ***Impuesto corriente*** - Se basa en la utilidad gravable (tributaria) registrada durante el año. La utilidad gravable difiere de la utilidad contable, debido a las partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles y partidas que no serán gravables o deducibles. El pasivo por concepto del impuesto corriente correspondiente a la participación de la Sucursal en el impuesto a la renta determinado por el Consorcio Petrolero Bloque 16, Consorcio Petrolero Bloque Tivacuno y por el Consorcio Petrolero Bloque 17 (en los cuales la Sucursal participa como Socia) es calculado utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período.

2.9.2 ***Impuestos diferidos*** - Se reconoce sobre las diferencias temporarias entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y las bases fiscales. Un pasivo por impuesto diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias temporarias imponibles. Un activo por impuesto diferido se reconoce por todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la Sucursal disponga de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos deben medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el período en el que el activo se realice o el pasivo se cancele.

La Sucursal compensa activos por impuestos diferidos con pasivos por impuestos diferidos si, y solo sí, tiene reconocido legalmente el derecho de compensarlos, frente a la autoridad fiscal, los importes reconocidos en esas partidas; y la Sucursal tiene la intención de liquidar sus activos y pasivos como netos.

2.9.3 ***Impuestos corrientes y diferidos*** - Se reconocen como ingreso o gasto, y son incluidos en el resultado, excepto en la medida en que hayan surgido de una transacción o suceso que se reconoce fuera del resultado, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio, en cuyo caso el impuesto también se reconoce fuera del resultado; o cuando surgen del registro inicial de una combinación de negocios.

2.10 ***Provisiones*** - Se reconocen cuando la Sucursal, tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Sucursal tenga que desprenderse de recursos que incorporen beneficios económicos, para cancelar la obligación, y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión debe ser la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final de cada período, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes.

2.11 ***Arrendamientos*** - Se clasifican como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Todos los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

2.11.1 ***La Sucursal como arrendataria*** - Los arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta durante el plazo correspondiente al arrendamiento.

2.12 ***Reconocimiento de ingresos*** - Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos.

Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de los estados financieros, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad.

2.13 ***Costos y gastos*** - Se registran al costo histórico. Los costos y gastos se reconocen a medida que son incurridos, independientemente de la fecha en que se haya realizado el pago, y se registran en el período más cercano en el que se conocen. Los Consorcios (en los cuales la Sucursal participa como socia) incurren en la gran mayoría de costos y gastos propios de la operación, los mismos que son reportados a las socias de manera proporcional a su participación.

2.14 ***Compensación de saldos y transacciones*** - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo aquellos casos en los que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo de la esencia de la transacción.

Los ingresos y gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y la Sucursal tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en resultados.

2.15 ***Activos financieros*** - Todos los activos financieros se reconocen y dan de baja a la fecha de negociación cuando se realiza una compra o venta de un activo financiero y son medidos inicialmente al valor razonable, más los costos de la transacción, excepto por aquellos activos financieros clasificados al valor razonable con cambios en resultados, los cuales son inicialmente medidos al valor razonable y cuyos costos de la transacción se reconocen en resultados.

Todos los activos financieros reconocidos son posteriormente medidos en su totalidad al costo amortizado o al valor razonable y se presentan en activos no corrientes, excepto aquellos con vencimientos originales inferiores a 12 meses a partir de la fecha del estado de situación financiera, que se presentan como activos corrientes.

La Sucursal clasifica sus activos financieros en una de las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (préstamos y cuentas por cobrar) y activos financieros disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los instrumentos financieros. La Administración determina la clasificación de sus instrumentos financieros en el momento del reconocimiento inicial. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal mantiene principalmente activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar.

2.15.1 ***Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar*** - Son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo.

Después del reconocimiento inicial, a valor razonable, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier deterioro.

2.15.2 ***Deterioro de activos financieros al costo amortizado*** - Los activos financieros que se miden al costo amortizado son probados por deterioro al final de cada período.

El importe de la pérdida por deterioro del valor para un activo medido al costo amortizado es la diferencia entre el importe en libros y los flujos de efectivo estimados futuros, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

El valor en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente, excepto para las cuentas comerciales por cobrar, donde el importe en libros se reduce a través de una cuenta de provisión. Los cambios en el importe en libros de la cuenta de provisión se reconocen en el estado de resultados.

2.15.3 ***Baja de un activo financiero*** - La Sucursal da de baja un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, y transfiere de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero. Si la Sucursal no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Sucursal reconoce su participación en el activo y la obligación asociada por los valores que tendría que pagar.

2.16 ***Pasivos financieros*** - Los instrumentos de deuda y patrimonio son clasificados como pasivos financieros de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual. Los pasivos financieros se clasifican como pasivo corriente a menos que la Compañía tenga derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera.

2.16.1 ***Pasivos financieros medidos al costo amortizado*** - Se reconocen inicialmente a su costo, neto de los costos que se hayan incurrido en la transacción. Posteriormente, se miden a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (neto de los costos necesarios para su obtención) y el valor del reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida del acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.16.2 ***Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar*** - Son pasivos financieros, no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Después del reconocimiento inicial, a valor razonable, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

2.16.3 ***Baja de un pasivo financiero*** - La Sucursal da de baja un pasivo financiero si, y solo sí, expiran, cancelan o cumplen sus obligaciones.

2.17 Normas revisadas sin efecto material sobre los estados financieros

Durante el año 2013, la Sucursal ha aplicado una serie de normas nuevas y revisadas emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), efectivas a partir del 1 de enero del 2013.

Modificaciones a la NIIF 7 Revelaciones - Compensación de activos financieros y pasivos financieros

Durante el año 2013, la Sucursal ha aplicado por primera vez las modificaciones a la NIIF 7 Revelaciones - Compensación de activos financieros y pasivos financieros. Las modificaciones de la NIIF 7 requieren que las compañías revelen información sobre los derechos de los acuerdos de compensación y afines (tales como requisitos de constitución de garantías) para instrumentos financieros, en virtud de un acuerdo de compensación exigible o acuerdos similares.

Dado que la Sucursal no tiene ningún acuerdo de compensación, la aplicación de las enmiendas no ha tenido impacto significativo en las revelaciones o sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Normas nuevas y revisadas en relación a consolidación, acuerdos conjuntos, asociadas y revelaciones

En mayo del 2012, se emitieron las siguientes normas y revisadas:

NIIF	Título	Efectiva a partir
NIIF 10	Consolidación de estados financieros	Enero 1, 2013
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	Enero 1, 2013
NIIF 12	Revelaciones de intereses en otras entidades	Enero 1, 2013
NIC 27 (Revisada en el 2012)	Estados financieros separados	Enero 1, 2013
NIC 28 (Revisada en el 2012)	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	Enero 1, 2013

Con posterioridad a la emisión de estas normas, se publicaron modificaciones a la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12, a fin de brindar cierta orientación para el período de transición en la aplicación por primera vez de estas normas.

Durante el año 2013, la Sucursal ha aplicado por primera vez la NIIF 11(revisada en el 2012), junto con sus modificaciones, en cuanto a la orientación en el período de transición. El impacto de la aplicación de esta norma se detalla a continuación:
Impacto en la aplicación de la NIIF 11

La NIIF 11 reemplaza a la NIC 31 Participaciones en Negocios Conjuntos y la SIC- 13 Entidades Controladas Conjuntamente - Aportaciones no Monetarias de los Participantes, se ha incorporado en la NIC 28 (revisada en el 2012).

La NIIF 11 establece los lineamientos de clasificación y contabilización de un acuerdo conjunto en el cual dos o más partes tienen el control conjunto. Bajo NIIF 11, sólo hay dos tipos de acuerdos conjuntos: a) operaciones conjuntas y, b) negocios conjuntos. La clasificación de los acuerdos conjuntos bajo NIIF 11 se determina con base en los derechos y obligaciones de las partes en los acuerdos conjuntos, considerando la estructura, la forma jurídica de las disposiciones, los términos contractuales acordados por las partes en el acuerdo y, en su caso, otros hechos y circunstancias. Una operación conjunta es un acuerdo conjunto por el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo (es decir, los operadores conjuntos) tienen derechos a los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el acuerdo. Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto por el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo (es decir, empresas conjuntas) tienen derecho a los activos netos del acuerdo. Anteriormente, la NIC 31 contemplaba tres tipos de acuerdos conjuntos: a) Entidades controladas de forma conjunta, b) operaciones controladas de forma conjunta y c) activos controlados de forma conjunta. La clasificación de los acuerdos conjuntos según la NIC 31 fue principalmente determinada en base a la forma jurídica de la disposición (por ejemplo, un acuerdo conjunto que se estableció a través de una entidad separada se contabilizó como una entidad controlada de forma conjunta).

La contabilización inicial y posterior de los negocios conjuntos y operaciones conjuntas es diferente. Las inversiones en negocios conjuntos se consolidan por el método de participación (la consolidación proporcional ya no está permitida). Las inversiones en operaciones conjuntas se contabilizan de forma que cada operador conjunto reconoce sus activos (incluyendo su parte de los bienes comunes), sus obligaciones (incluyendo su parte de los pasivos incurridos conjuntamente), sus ingresos (incluyendo su participación en los ingresos de la venta de la operación conjunta) y sus gastos (incluyendo su parte de cualquier gasto que haya incurrido conjuntamente). Cada operador conjunto representa los activos y pasivos, así como los ingresos y gastos, en relación con su participación en la operación conjunta de conformidad con las normas aplicables.

La Admnistración de la Sucursal evaluó la clasificación de sus contratos como una operación conjunta de acuerdo con los requerimientos de la NIIF 11. La Administración concluyó que la participación de la Sucursal en los Consorcios Petroleros Bloque 16, Bloque Tivacuno y Bloque 17, que fue clasificada como una operación controlada de forma conjunta, según la NIC 31, siga siendo clasificada como tal bajo la NIIF 11, razón por lo cual, no existe cambio en la forma de contabilización.

Adicionalmente, la Sucursal realizó una evaluación de deterioro de la inversión inicial al 1 de enero de 2012, y concluyeron que no se requiere reconocer ninguna pérdida por deterioro.

Impacto en la aplicación de la NIIF 12

La NIIF 12 es una nueva norma de revelación y es aplicable a las compañías que tienen participaciones en subsidiarias, acuerdos conjuntos, asociadas y o entidades estructuradas no consolidadas. En general, la aplicación de la NIIF 12 se ha traducido en la inclusión adicional de extensas revelaciones en los estados financieros.

NIIF 13 - Medición del Valor Razonable

La Sucursal ha aplicado la NIIF 13 por primera vez en el año 2013. La NIIF 13 establece una única fuente de orientación para las mediciones y revelaciones efectuadas a valor razonable. El alcance de la NIIF 13 es amplio, los requerimientos de medición del valor razonable de la NIIF 13 se aplican tanto a instrumentos financieros e instrumentos no financieros, para los cuales, otras NIIF requieren o permiten mediciones del valor razonable y las revelaciones sobre las mediciones efectuadas a valor razonable, excepto por arrendamientos, los cuales están dentro del alcance de la NIC 17 Arrendamientos; y mediciones que tienen algunas similitudes con el valor razonable, pero no son valor razonable (por ejemplo, el valor neto de realización a efectos de la medición de los inventarios o el valor de uso con fines de evaluación de deterioro).

La NIIF 13 define el valor razonable como el precio que se recibiría por vender un activo o el valor pagado para transferir un pasivo en una transacción de mercado principal (o el más ventajoso) en la fecha de medición en las condiciones actuales del mercado.

El valor razonable según la NIIF 13 es el precio de salida, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración.

La NIIF 13 requiere la aplicación prospectiva a partir del 1 enero del 2013. Adicionalmente, las disposiciones transitorias específicas en la norma, establecen que no es necesario aplicar los requisitos de revelación establecidos en la norma, en referencia a la información comparativa proporcionada por períodos antes de la aplicación inicial de la norma. De acuerdo con estas disposiciones transitorias, la Sucursal no ha revelado información requerida por la NIIF 13 para el período comparativo 2012.

A parte de las revelaciones adicionales, la aplicación de las NIIF 13 no ha tenido ningún impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 1 - Presentación de partidas en otro resultado integral

Durante el año en curso, la Sucursal ha aplicado por primera vez las modificaciones a la NIC 1- Presentación de Partidas en Otro Resultado Integral. Las enmiendas introducen una nueva terminología para el estado del resultado integral y estado de resultados, cuyo uso no es obligatorio. En virtud de las modificaciones a la NIC 1, el estado del resultado integral cambia su nombre por el "estado del resultado del período y otro resultado integral" (y el "estado de resultados" pasa a denominarse como la "estado de utilidad o pérdida"). Las modificaciones de la NIC 1 conservan la opción de presentar el resultado del período y otro resultado integral en un único estado o en dos estados separados pero consecutivos. Sin embargo, las modificaciones a la NIC 1 requieren que las partidas de otro resultado integral sean agrupadas en dos categorías: (a) las partidas que no serán reclasificados posteriormente al resultado del ejercicio, y (b) las partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente al resultado del período cuando se cumplen determinadas condiciones. El impuesto sobre la renta de las partidas de otro resultado integral se asignarán sobre la misma base, y estas modificaciones no cambian la opción de presentar partidas de otro resultado integral antes de impuestos o después de impuestos. Aparte de los cambios de presentación antes mencionados, la aplicación de las modificaciones a la NIC 1 no da lugar a ningún impacto en el resultado del período, la utilidad integral y el resultado integral total.

2.18 Normas nuevas sin efecto sobre los estados financieros

NIIF	Título	Efectiva a partir
Enmiendas a la NIIF 7	Revelaciones - Transferencias de activos financieros	Julio 1, 2012
Enmiendas a la NIC 12	Impuestos diferidos - Recuperación de activos subyacentes	Enero 1, 2013

La Administración considera que la aplicación de las normas revisadas durante el año 2013, detalladas anteriormente, no ha tenido un efecto material sobre la posición financiera de la Sucursal, los resultados de sus operaciones o sus flujos de efectivo.

*2.19 **Normas nuevas revisadas emitidas pero aún no efectivas*** - La Sucursal no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) nuevas revisadas que han sido emitidas pero aún no son efectivas:

NIIF	Título	Efectiva a partir
NIIF 9	Instrumentos financieros	Enero 1, 2015
Enmiendas a la NIIF 9 y NIIF 7	Fecha obligatoria efectiva de la NIIF 9 y revelaciones de transición	Enero 1, 2015
Enmiendas a la NIC 32	Compensación de activos y activos financieros	Enero 1, 2014

La NIIF 9 emitida en noviembre del 2009, introdujo nuevos requisitos para la clasificación y medición de activos financieros. Esta norma se modificó en octubre del 2010, la cual incluyó los requisitos para la clasificación y medición de pasivos financieros, así como su baja en los estados financieros.

Los requisitos claves de la NIIF 9:

El reconocimiento y medición de los activos financieros que se clasifican dentro del alcance de la NIC 39 - Instrumentos Financieros se reconocerán posteriormente a su costo amortizado o valor razonable.

La Administración de la Sucursal prevé que la aplicación de la NIIF 9 en el futuro podría tener un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos, en relación con los activos financieros y pasivos financieros de la Sucursal. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

Modificaciones a la NIC 32 - Compensación de activos financieros y pasivos financieros:

Las modificaciones de la NIC 32 clarifican los requisitos requeridos para la compensación de los activos financieros y pasivos financieros.

La Sucursal no prevé que la aplicación de las modificaciones a la NIC 32, tendrán un impacto significativo en sus estados financieros, en razón a que la Sucursal no mantiene activos financieros y pasivos financieros que califiquen para ser compensados.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de los presentes estados financieros en conformidad con NIIF requiere que la Administración realice ciertas estimaciones y establezca algunos supuestos inherentes a la actividad económica de la entidad, con el propósito de determinar la valuación y presentación de algunas partidas que forman parte de los estados financieros. En opinión de la Administración, tales estimaciones y supuestos estuvieron basados en la mejor utilización de la información disponible al momento, los cuales podrían llegar a diferir de sus efectos finales.

A continuación se presentan las estimaciones y juicios contables críticos que la Administración de la Sucursal ha utilizado en el proceso de aplicación de los criterios contables:

3.1 ***Deterioro de activos*** - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de efectivo de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en períodos anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable incrementando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse reconocido la pérdida por deterioro.

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal no ha identificado una pérdida por deterioro de sus activos.

3.2 ***Provisión para abandono de campos*** - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, la Administración de la Sucursal en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del operador de los Consorcios en los que la sucursal es Socia, efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de campos. Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 7.43% (7.02% para el 2012).

3.3 ***Reservas de crudo*** - Las reservas probadas desarrolladas son cantidades estimadas de petróleo crudo y son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y método de operación existentes. Las estimaciones de reservas de petróleo no son exactas y son sujetas de revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contables financieras (como la estimación estándar de los flujos de efectivo descontados y la amortización de inversiones de exploración y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.

3.4 ***Contingencias*** - Las estimaciones de estas provisiones están basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales sobre la cuantía de los desembolsos que se deberían efectuar para liquidar las obligaciones generadas por estas contingencias. Cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de contingencias, podrían originar un efecto significativo en las provisiones registradas.

3.5 ***Impuesto a la renta diferido*** - La Sucursal ha realizado la estimación de sus impuestos diferidos considerando que todas las diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro.

4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Un resumen de efectivo y equivalentes de efectivo es como sigue:

	... Diciembre 31...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Bancos	3,891,018	2,322,277
Inversiones temporales	11,061	11,061
Total	3,902,079	2,333,338

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Un resumen de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar es como sigue:

	... Diciembre 31...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Secretaría Nacional de Hidrocarburos - Contratos de prestación de servicios del Bloque 16, BloqueTivacuno y Bloque 17	12,454,162	14,056,583
Cuentas por cobrar a Casa Matriz	317,407,923	292,364,527
Sublevante	4,412,998	4,455,168
Otros menores	6,591,308	5,260,703
Total	340,866,391	316,136,981

Cuentas por Cobrar a Casa Matriz - Constituye el saldo neto de los fondos entregados por la Casa Matriz a la Sucursal para financiar sus operaciones y, los valores de venta de crudo y por servicios específicos recaudados directamente por Casa Matriz. Esta cuenta no genera intereses y no tiene un plazo de pago definido.

6. INVENTARIOS

Representan materiales y repuestos disponibles a ser utilizados en las actividades de explotación y extracción de petróleo crudo.

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Un resumen de propiedades, planta y equipo, neto es como sigue:

	... Diciembre 31...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de exploración y producción:		
Inversiones de producción	923,902,203	893,871,911
Sistema de transporte y almacenamiento	12,818,102	12,818,102
Inversiones de exploración	5,231,985	5,231,984
Subtotal	941,952,290	911,921,997
Mobiliario y equipo	2,196,481	2,008,981
Total propiedades, planta y equipo	944,148,771	913,930,978
Amortización y depreciación acumulada	(808,628,848)	(767,069,106)
Total, neto	135,519,923	146,861,872

Los movimientos de las propiedades, planta y equipo fueron como sigue:

	Inversiones de exploración y producción	Mobiliario y equipo	Total
	... (en U.S. dólares),...		
Costo:			
Saldos al 31 de diciembre del 2011	869,647,286	1,900,018	871,547,304
Adquisiciones	40,684,888	108,963	40,793,851
Ajuste de provisión para abandono de campos por cambio de tasa	1,589,823		1,589,823
Saldos al 31 de diciembre del 2012	911,921,997	2,008,981	913,930,978
Adquisiciones	33,227,172	187,500	33,414,672
Ajuste de provisión para abandono de campos por cambio de tasa	(258,397)		(258,397)
Ajuste de provisión para abandono de campos - extensión del contrato (Ver Notas 1 y 10)	(2,938,482)		(2,938,482)
Saldos al 31 de diciembre del 2013	941,952,290	2,196,481	944,148,771

	Inversiones de exploración y producción	Mobiliario y equipo	Total
		... (en U.S. dólares),...	
Amortización y depreciación acumulada:			
Saldos al 31 de diciembre del 2011	(731,584,562)	(1,447,158)	(733,031,720)
Costos y gastos por amortización y depreciación	(33,866,346)	(171,040)	(34,037,386)
Saldos al 31 de diciembre del 2012	(765,450,908)	(1,618,198)	(767,069,106)
Costos y gastos por amortización y depreciación	(41,380,855)	(178,887)	(41,559,742)
Saldos al 31 de diciembre del 2013	(806,831,763)	(1,797,085)	(808,628,848)

Evaluación y Provisión por Deterioro del Valor de las Propiedades, Planta y Equipo - Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal efectuó un estudio para determinar el posible deterioro de los activos y concluyó que no existe razones para registrar provisión alguna por deterioro del valor de los activos.

Amortización de las Inversiones de Exploración y Producción - Un promedio de las reservas probadas desarrolladas atribuibles a la Sucursal (actualizadas trimestralmente) que fueron utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción y, el volumen de producción por los años terminados el 31 de diciembre del 2013 y 2012, fueron como sigue:

	Promedio de reservas probadas desarrolladas		Volumen de producción del año	
	2013	2012	2013	2012
	... (en miles de barriles de petróleo crudo)...			
Bloque 16 y Bogi - Capirón	8,746	12,967	3,847	4,471
Bloque Tivacuno	1,120	1,584	448	466
Bloque 17	2,479	3,082	830	864

8. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Proveedores	28,336,451	30,385,207
Consorcio Petrolero Bloque 16 y Bloque Tivacuno	14,271,212	19,637,745
Consorcio Petrolero Bloque 17	2,469,941	3,429,712
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo		20,336,095
Otras cuentas por pagar	5,540,067	5,434,563
Total	50,617,671	79,223,322

Participación de Petroecuador en el Excedente del Precio de Venta de Crudo - Constituye el saldo por pagar por el incremento en el porcentaje de la participación del Estado Ecuatoriano sobre los excedentes de los precios de petróleo no pactados o no previstos en los respectivo contratos (del 50% al 99% de acuerdo al Decreto Ejecutivo No. 622 que modificó el Reglamento a la Ley No. 42-2006) por el período comprendido entre el 1 de abril y el 30 de noviembre de 2008. El valor a pagar fue establecido en función de una conciliación y convenio de desembolsos efectuado entre Petroecuador y la operadora del Consorcio Bloque 16 (en el cual la Sucursal es socia). Al 31 de diciembre del 2013, la Sucursal ha cancelado la totalidad de esta cuenta por pagar.

Consorcio Petrolero Bloque 16, Bloque Tivacuno y Bloque 17- Representa el saldo neto de los levantes de crudo que realizan los Consorcios y que son liquidados directamente por la Sucursal; y de los fondos entregados para financiar las operaciones de los Consorcios en los que la Sucursal participa como socia. Esta cuenta no genera intereses. Adicionalmente, incluye los saldos por pagar por la participación a trabajadores relacionados con la operación de los Consorcios en los que la Sucursal es socia. De conformidad con lo estipulado en la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos publicada el 27 de julio del 2010, del 15% de participación a trabajadores, el 3% se destinará a los trabajadores que tuvieren derecho conforme a la ley y el 12% restante será pagado al Estado para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia de la actividad hidrocarburífera.

ESPACIO EN BLANCO

9. IMPUESTOS

9.1 ***Activos y pasivos del año corriente y no corrientes*** - Un resumen de activos y pasivos por impuestos corrientes y no corrientes es como sigue:

	... Diciembre 31...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Activos por impuestos corrientes:		
Impuesto al valor agregado - IVA por liquidar	278,137	1,367,444
Crédito tributario de impuesto a la renta	648,099	9,792
Total	926,236	1,377,236
Pasivos por impuestos corrientes:		
Impuesto a la renta por pagar	5,403,972	11,155,242
Impuesto al valor agregado - IVA por pagar	2,020,340	928,469
Total	7,424,312	12,083,711
Pasivos por impuestos no corrientes:		
Impuesto a la renta por contingencias fiscales y total	25,226,305	24,057,626

Impuesto al Valor Agregado - IVA por Liquidar - Constituye un saldo que el Consorcio Bloque 16 (en el cual la Sucursal es socia) mantiene por cobrar al Servicio de Rentas Internas - SRI por US$1 millón (US$278 mil corresponde a la Sucursal), por concepto del Impuesto al Valor Agregado - IVA pagado en la importación y adquisición local de bienes y servicios necesarios para la producción de hidrocarburos destinada a la exportación en la anterior modalidad contractual. A la fecha de emisión de los estados financieros, este saldo se encuentra en proceso de reclamo ante el SRI.

Impuesto a la Renta por Contingencias Fiscales - Constituye la provisión por contingencias fiscales (Ver Nota 18). Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta no corriente por los años terminados el 31 de diciembre del 2013 y 2012, es como sigue:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	24,057,626	23,008,408
Costo financiero (Nota 15)	1,168,679	1,274,923
Pagos		(225,705)
Saldos al final del año	25,226,305	24,057,626

9.2 ***Conciliación tributaria - contable del impuesto a la renta corriente*** - Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente, es como sigue:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Bloque 16:		
Utilidad antes del impuesto a la renta	46,980,533	73,800,827
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	11,579,085	1,843,174
Utilidad gravable **(1)**	58,559,618	75,644,001
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque 16	12,883,116	17,398,120
Bloque Tivacuno:		
Utilidad antes del impuesto a la renta	4,847,508	6,833,547
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	646,611	(289,781)
Utilidad gravable **(1)**	5,494,119	6,543,766
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque Tivacuno	1,208,706	1,505,066
Bloque 17:		
Utilidad antes del impuesto a la renta	13,064,019	14,546,083
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	(6,156,044)	(2,948,922)
Utilidad gravable **(1)**	6,907,975	11,597,161
Gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados - Bloque 17	1,519,755	2,667,347
Total gasto de impuesto a la renta corriente reconocido en los resultados	15,611,577	21,570,533

(1) De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 22% sobre las utilidades sujetas a distribución (23% para el año 2012).

De acuerdo con disposiciones legales, la liquidación y pago del impuesto a la renta debe efectuarse por cada contrato y no se pueden compensar sus saldos.

A la fecha de emisión de los estados financieros han sido revisadas por parte de la autoridad tributaria las declaraciones de impuestos de la Sucursal hasta el año 2005 y las declaraciones como socia del Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno hasta el año 2009. Son susceptibles de revisión las declaraciones de impuestos a partir del año 2010.

El Consorcio Petrolero Bloque 17 ha sido auditado por el Servicio de Rentas Internas hasta el año 2009 y tiene el derecho de revisar el impuesto a la renta del año 2010 al 2013.

Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta, fueron como sigue:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	11,155,242	2,793,000
Provisión del año	15,611,577	21,570,533
Pagos efectuados	(21,362,847)	(12,346,516)
Crédito tributario de impuesto a la renta del año anterior		(861,775)
Saldos al fin del año	5,403,972	11,155,242

9.3 ***Saldos del impuesto diferido*** - Los movimiento de activos por impuestos diferidos fueron como sigue:

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados	Saldos al fin del año
	... (en U.S. dólares),...		
Año 2013			
Bloque 16			
Diferencias temporarias:			
Amortización de inversiones de exploración y producción	4,133,382	1,291,323	5,424,705
Provisión por abandono de campos	2,565,074	178,257	2,743,331
Amortización de costo de abandono de campos	(548,897)	187,263	(361,634)
Otras provisiones	174,707	6,573	181,280
Subtotal Bloque 16	6,324,266	1,663,416	7,987,682
Bloque Tivacuno			
Diferencias temporarias:			
Amortización de inversiones de exploración y producción	180,084	72,759	252,843
Provisión por abandono de campos	25,602	17,835	43,437
Amortización de costo de abandono de campos	19,536	19,242	38,778
Otras provisiones	4,607	85	4,692
Subtotal Bloque Tivacuno	229,829	109,921	339,750

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados	Saldos al fin del año
		(en U.S. dólares)	
Bloque 17			
Diferencias temporarias:			
Amortización de inversiones de exploración y producción	2,453,583	(1,291,469)	1,162,114
Provisión por abandono de campos	189,493	88,915	278,408
Amortización de costo de abandono de campos	227,701	40,208	267,909
Otras provisiones	66,397		66,397
Subtotal Bloque 17	2,937,174	(1,162,346)	1,774,828
Total activo por impuesto diferido	9,491,269	610,991	10,102,260
Año 2012			
Bloque 16			
Diferencias temporarias:			
Amortización de inversiones de exploración y producción	4,547,103	(413,721)	4,133,382
Provisión por abandono de campos	2,376,112	188,962	2,565,074
Amortización de costo de abandono de campos	(714,987)	166,090	(548,897)
Otras provisiones	280,510	(105,803)	174,707
Subtotal Bloque 16	6,488,738	(164,472)	6,324,266
Bloque Tivacuno			
Diferencias temporarias:			
Amortización de inversiones de exploración y producción	295,369	(115,285)	180,084
Provisión por abandono de campos		25,602	25,602
Amortización de costo de abandono de campos		19,536	19,536
Otras provisiones		4,607	4,607
Subtotal Bloque Tivacuno	295,369	(65,540)	229,829

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados	Saldos al fin del año
		(en U.S. dólares)	
Bloque 17			
Diferencias temporarias:			
Amortización de inversiones de exploración y producción	3,160,460	(706,877)	2,453,583
Provisión por abandono de campos	94,993	94,500	189,493
Amortización de costo de abandono de campos	191,665	36,036	227,701
Otras provisiones	66,262	135	66,397
Subtotal Bloque 17	3,513,380	(576,206)	2,937,174
Total activo por impuesto diferido	10,297,487	(806,218)	9,491,269

9.4 ***Impuesto a la renta reconocido en los resultados*** - Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta es como sigue:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Bloque 16		
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	46,980,533	73,800,827
Gasto de impuesto a la renta	10,335,717	16,974,190
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	883,982	752,874
Impuesto a la renta cargado a resultados	11,219,699	17,727,064
Tasa efectiva de impuesto a la renta	24%	24%
Bloque Tivacuno		
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	4,847,508	6,833,547
Gasto de impuesto a la renta	1,066,452	1,571,716
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	32,333	(165,582)
Impuesto a la renta cargado a resultados	1,098,785	1,406,134
Tasa efectiva de impuesto a la renta	23%	21%

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Bloque 17		
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	13,064,019	14,546,083
Gasto de impuesto a la renta	2,874,084	3,345,599
Gastos no deducibles y otras partidas conciliatorias	(191,982)	(102,046)
Impuesto a la renta cargado a resultados	2,682,102	3,243,553
Tasa efectiva de impuesto a la renta	21%	22%
Total impuesto a la renta (corriente y diferido) cargado a resultados	15,000,586	22,376,751

9.5 Aspectos Tributarios

Código Orgánico de la Producción: Con fecha diciembre 29 de 2010 se promulgó en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, el mismo que incluye entre otros aspectos tributarios la reducción progresiva en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 23% para el año 2012 y 22% a partir del año 2013. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, para la medición del activo por impuestos diferidos, la Sucursal utilizó una tasa de impuesto a la renta promedio del 22% y 23% respectivamente.

Aspectos Tributarios de la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado: Con fecha noviembre 24 de 2011 se promulgó en el Suplemento del Registro Oficial No. 583 la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado, la misma que incluye entre otros aspectos tributarios la tarifa del Impuesto a la Salida de Divisas - ISD se incrementó del 2% al 5%. Por presunción se considera hecho generador de este impuesto el uso de dinero en el exterior y se establece como exento de este impuesto el pago de dividendos a compañías o personas naturales que no estén domiciliadas en paraísos fiscales. Los pagos de este impuesto en la importación de materias primas, insumos y bienes de capital, que consten en el listado que establezca el Comité de Política Tributaria y que sean utilizados en procesos productivos, pueden ser utilizados como crédito tributario de impuesto a la renta.

Precios de Transferencia - La Sucursal está en proceso de preparación del estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes relacionadas locales y/o del exterior correspondiente al año 2013, requerido por disposiciones legales vigentes. Dicho estudio constituye una base para determinar si las operaciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. La Gerencia de la Sucursal en Ecuador considera que los efectos del mismo, si hubiere, carecen de importancia relativa. Al 31 de diciembre del 2012, la Sucursal efectuó el estudio de precios de transferencia en el cual se estableció que las transacciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia.

10. PROVISIONES

Un resumen de las provisiones es como sigue:

	... Diciembre 31...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Provisión para abandono de campos	13,668,621	15,969,322
Provisión para contingencias (Ver Nota 18)	7,765,590	7,765,590
Total	21,434,211	23,734,912

Provisión para Abandono de Campos - Constituye una estimación realizada por especialistas técnicos del operador de los Consorcios en los que la Sucursal es Socia. Los movimientos de la provisión para abandono de campos fueron como sigue:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Saldos al inicio del año	15,969,322	13,267,977
Ajuste por cambio de tasa	(258,397)	1,589,823
Ajuste de provisión para abandono de campos - extensión del contrato **(1)**	(2,938,482)	
Actualización financiera	896,178	1,111,522
Saldos al fin del año	13,668,621	15,969,322

(1) Constituye un ajuste a la estimación, generado por la extensión del plazo contractual del Bloque 16 y Bloque Tivacuno hasta el 31 de diciembre del 2022 y la inclusión de costos ambientales del campo Wati (Ver Nota 1).

Provisión para Contingencias - Constituyen principalmente provisiones de participación a trabajadores originadas por contingencias (Ver Nota 18).

11. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

11.1 ***Gestión de riesgos financieros*** - En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, la Sucursal está expuesta a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa al valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

La Sucursal dispone de una organización y de unos sistemas que le permitan identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesta. Las actividades propias de la Sucursal conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

11.1.1 ***Riesgo de mercado*** - El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables del mismo. La Sucursal está expuesta a diversos tipos de riesgos de mercado:

- *Riesgo de tipo de interés* - Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable. Asimismo, pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

- *Riesgo de precio de commodities* - Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados de la Sucursal están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo y sus productos derivados.

La Sucursal realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidad. Estas se complementan con otras medidas en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requieren.

11.1.2 ***Riesgo de liquidez*** - El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad de la Sucursal para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Con el fin de asegurar la liquidez y poder atender todos los compromisos de pago que se derivan de su actividad, la Sucursal se financia directamente con su Casa Matriz por lo que este riesgo se minimiza.

11.1.3 ***Riesgo de Crédito*** - El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un deudor no cumpla con sus obligaciones contractuales. La exposición de la Sucursal es consecuencia de las transacciones que realizan los consorcios (en los cuales la Sucursal es Socia), con la Secretaría de Hidrocarburos.

Las cuentas por cobrar no vencidas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones de la Sucursal debido a que la Secretaría de Hidrocarburos, liquida las cuentas por cobrar de la Sucursal en especie de forma mensual.

ESPACIO EN BLANCO

11.2 ***Categorías de instrumentos financieros*** - Un detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por la Sucursal es como sigue:

	... Diciembre 31...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Activos financieros:		
Costo amortizado:		
Efectivo y equivalentes (Nota 4)	3,902,079	2,333,338
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Nota 5)	340,866,391	316,136,981
Subtotal	344,768,470	318,470,319
Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento:		
Otros activos y subtotal	259,060	864,262
Total	345,027,530	319,334,581
Pasivos financieros medidos al costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Nota 8)	50,617,671	79,223,322

11.3 ***Valor razonable de los instrumentos financieros*** - La Administración de la Sucursal considera que los importes en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros se aproximan a su valor razonable.

12. PATRIMONIO

12.1 ***Capital Asignado*** - El capital asignado a 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 Sucursal de compañía extranjera.

12.2 ***Utilidades Retenidas*** - Un resumen de las utilidades retenidas es como sigue:

	... Diciembre 31...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Utilidades retenidas	234,691,902	184,800,428
Reservas según PCGA anteriores - Reserva de Capital	189,656,182	189,656,182
Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF	(30,789,566)	(30,789,566)
Total	393,558,518	343,667,044

Los saldos de las siguientes cuentas surgen de la aplicación por primera vez de las NIIF de la Sucursal, los cuales según Resolución emitida por la Superintendencia de Compañías del Ecuador podrán ser utilizados de la siguiente forma:

Reservas según PCGA Anteriores - El saldo acreedor de la reserva de capital podrá ser utilizado para compensar las pérdidas acumuladas y el excedente, si hubiere, podrá ser capitalizado. El saldo acreedor de esta cuenta podrá ser devuelto en el caso de la liquidación de la Sucursal.

Resultados Acumulados Provenientes de la Adopción Por Primera Vez de las NIIF - Incluye los valores resultantes de los ajustes originados en la adopción por primera vez de las NIIF. El saldo deudor podrá ser absorbido por los resultados acumulados y los del último ejercicio económico concluido, si los hubiere.

13. INGRESOS POR PRESTACIÓN DE SERVICIOS

Corresponde a los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios firmados con la Secretaría de Hidrocarburos (Ver nota 1). Un resumen es como sigue:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Consorcio Petrolero Bloque 16	130,243,081	152,135,771
Consorcio Petrolero Bloque Tivacuno	12,464,012	12,906,995
Consorcio Petrolero Bloque 17	34,780,320	35,938,618
Total	177,487,413	200,981,384

14. AMORTIZACIÓN Y DEPRECIATION

Un detalle de amortización y depreciación es como sigue:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Amortización de las inversiones de exploración y producción	41,380,855	33,866,346
Depreciación de mobiliario y equipo	178,887	171,040
Total	41,559,742	34,037,386

15. COSTOS FINANCIEROS

Un detalle de costos financieros es como sigue:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Costo financiero de provisiones por contingencias fiscales	1,168,679	1,274,923
Intereses en Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo (Ver Nota 8)	1,238,813	836,563
Actualización financiera abandono de campos (Ver Nota 10)	896,178	1,111,522
Otros costos financieros	521,033	243,124
Total	3,824,703	3,466,132

16. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las principales transacciones con compañías relacionadas por los años terminados al 31 de diciembre del 2013 y 2012 se desglosan como siguen:

	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
Efectivo recibido de Casa Matriz para operación en:		
Consorcio Petrolero Bloque 16	118,770,256	111,115,909
Consorcio Petrolero Bloque 17	33,279,085	31,548,372
Consorcio Petrolero Bloque Tivacuno	7,416,767	6,646,861
Recuperación de cuentas por cobrar por venta de petróleo crudo de:		
Consorcio Petrolero Bloque 16	135,169,126	172,488,334
Consorcio Petrolero Bloque 17	36,898,253	37,712,959
Consorcio Petrolero Bloque Tivacuno	13,757,930	13,623,807

17. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Sucursal, al 31 de diciembre del 2013 y 2012, como resultado de la participación proporcional de los acuerdos de operaciones conjuntas de los cuales es socia:

	Consorcios Bloque 16 y ...Bloque Tivacuno...		...Consorcio Bloque 17...	
	2013	2012	2013	2012
	... (En U.S. dólares) ...			
Información financiera de los consorcios:				
Total activos	1,155,810,794	1,119,881,849	159,278,362	149,233,005
Total pasivos	230,931,827	337,724,831	42,748,797	40,483,838
Ingresos	460,329,571	532,668,216	115,934,401	119,795,395
Costos y gastos de operación	230,943,498	238,640,145	74,037,502	79,225,268
Participación	31%	31%	30%	30%
Valores reconocidos por la Sucursal:				
Total activos	329,979,604	159,444,990	40,895,014	54,273,126
Total pasivos	74,899,947	99,173,930	12,429,063	13,843,508
Ingresos	142,707,093	165,126,184	34,780,320	35,938,618
Costos y gastos de operación	84,499,310	85,580,260	21,301,621	25,526,751

Los saldos y transacciones de la Sucursal representan la participación proporcional en los Consorcios y transacciones propias de la Sucursal. Saldos y transacciones comunes entre los Consorcios y la Sucursal han sido eliminados.

18. CONTINGENCIAS

Bloque 16 y Bloque Tivacuno

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta de los Años 2000 y 2001

Año 2000 - En el proceso de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador por este año se determinó que la Sucursal debe pagar un impuesto a la renta adicional por US$2.4 millones. La Sucursal impugnó la mencionada acta de determinación ante la Tercera Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal.

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal registra una provisión de US$9 millones y US$8.8 millones respectivamente por estos conceptos (incluido intereses, multas y el efecto de participación a empleados).

Año 2001 - En el proceso de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador para este año se determinó que la Sucursal debe pagar un impuesto a la renta, participación a trabajadores adicional e intereses por el año 2001 por US$852 mil. La Sucursal ha impugnado la mencionada acta de determinación ante la Primera Sala del Tribunal Distrital.

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal registra una provisión de US$2.3 millones y US$2.2 millones respectivamente por estos conceptos (incluido intereses, multas y el efecto de participación a empleados).

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta del Año 2002 al 2005

El Director Regional del Norte del Servicio de Rentas Internas emitió actas de determinación de los años 2002 al 2005, alegando que las entidades que conformaban la Contratista del "Contrato Modificatorio de Prestación de Servicios a Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 16 de la Región Amazónica, que incluye el Convenio Operacional de Explotación Unificada de Campo Bogi Capirón", debían conformar un consorcio para efectos tributarios y no lo hicieron.

Como consecuencia de lo anterior, el Servicio de Rentas Internas - SRI afirma que el Consorcio debía presentar una declaración de impuesto a la renta, en la que se debían consignar los ingresos, costos y gastos derivados de la ejecución del Contrato sobre el Bloque 16 y del Área Tivacuno, lo que originó una determinación de impuesto a la renta por pagar adicional de acuerdo al siguiente detalle:

Año	Valor (en miles de U.S. dólares)
2002	20,132
2003	26,395
2004	23,016
2005	24,708

La Sucursal impugnó dichas actas y evacuó las pruebas solicitadas por la entidad de control. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal mantiene impugnaciones por los diferentes conceptos glosados ante el Tribunal Fiscal y ha registrado provisiones que ascienden a US$21.7 millones y US$21 millones respectivamente por estos conceptos (incluidos intereses, multas y el efecto de participación a empleados).

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipo de Impuesto a la Renta del año 2006 y 2007

El Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió con fecha 15 de abril del 2011, el acta de determinación del año 2006 y 2007 al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno (del cual la Sucursal es socia). De la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto a la renta por pagar adicional de US$20.9 millones.

El Consorcio impugnó la mencionada acta de determinación ante la Segunda Sala del Tribunal Distrital Fiscal.

El Consorcio interpuso demandas judiciales a las Resoluciones emitidas por el SRI, donde aceptaron parcialmente el reclamo interpuesto por el Consorcio, para el año 2006. Se han realizado las correspondientes diligencias contables y técnicas.

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal registra una provisión de US$214 mil y US$205 mil respectivamente por estos conceptos (incluido intereses, multas y el efecto de participación a empleados). El acta de determinación del año 2007 fue impugnada ante el Tribunal Fiscal el 26 de agosto de 2011.

Actas de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta de los años 2008 y 2009- Glosa Bloque 16 y Área Tivacuno – Actas Adicionales

El Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió con fechas 8 y 14 de marzo del 2013 las actas de determinación correspondiente al ejercicio fiscal 2008 correspondientes a los Consorcios Petroleros Bloques 16 y Tivacuno. De la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto a la renta a favor del Consorcio de US$6.3 millones por el Consorcio Petrolero Bloque 16 y un saldo por pagar de US$200 mil por el Consorcio Petrolero Bloque Tivacuno (de los cuales la Sucursal es socia). Así mismo, en el acta de impuesto a la renta del Bloque 16, la Administración Tributaria determina un impuesto por ingreso proveniente de donaciones por US$32.8 millones. El 11 de abril del 2013 la Sucursal impugnó vía administrativa el Acta correspondiente al Bloque Tivacuno el mismo que fue negado, consecuentemente, con fecha 13 de agosto de 2013, la Sucursal presentó la demanda ante el Tribunal Fiscal. Respecto al Bloque 16, la Sucursal ingresó un escrito de reclamo ante el SRI el 8 de abril del 2013 impugnando las glosas establecidas en el Acta de Determinación. Con fecha 16 de septiembre del 2013 la Administración Tributaria emite una Orden de Determinación Complementaria en alcance al Impuesto a la Renta del año 2008, la cual suspende el plazo de emisión de la Resolución correspondiente al mismo año. La Sucursal evacuó todas las pruebas solicitadas por la entidad de control y el 24 de enero del 2014, la Administración Tributaria emite la Resolución sobre el reclamo administrativo de impugnación al acta presentado por el Consorcio desestimando: (i) el impuesto por ingreso proveniente de donaciones por US$32.8 millones y, (ii) determinando un saldo de impuesto a la renta a favor del Consorcio de US$700 mil.

Con fechas 24 y 26 de diciembre del 2013 el Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió las Actas de determinación del año 2009 de los Consorcios Petroleros Bloque 16 y Tivacuno. De la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto a la renta por pagar adicional de US$42.2 millones para el Bloque 16 y un saldo a favor del Consorcio para el Bloque Tivacuno de US$4.5 millones. Se han presentado los respectivos Reclamos Administrativos ante la Directora Regional en el mes de enero 2014.

Al 31 de diciembre del 2013, la Sucursal no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos.

Acta de Determinación año 2009-2010 - Impuesto a los Ingresos Extraordinarios- Bloque 16

Con fechas 20 de enero de 2014 y 24 de diciembre de 2013 el Director Regional Norte del Servicio de Rentas Internas emitió las Actas de Determinación por los años 2009 y 2010 respectivamente correspondiente al Impuesto a los Ingresos Extraordinarios del Consorcio Petrolero Bloque 16 (del cual la Sucursal es Socia). Luego de la revisión de la Administración Tributaria se derivó un saldo de impuesto por pagar adicional de US$6.6 millones por ambos años. Se han presentado los respectivos Reclamos Administrativos ante la Directora Regional.

Al 31 de diciembre del 2013, la Sucursal no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos.

Otros Informes de Examines Especiales de la Contraloría General del Estado - La Contraloría General del Estado ha emitido además los siguientes informes especiales:

- *Químicos Reductores de Fricción* - El 31 de mayo del 2005, la Contraloría General del Estado emitió una glosa al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno por US$2.5 millones (US$775 mil corresponde a la Sucursal) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción.

  El 23 de noviembre de 2006, el Operador en representación del Consorcio presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo. Al 31 de diciembre del 2013, se ha dispuesto la apertura del término probatorio dentro del cual la Sucursal ha solicitado las pruebas pertinentes.

- *Topping Plant* - La Contraloría General del Estado emitió una glosa al Consorcio Petrolero Bloque 16 y Área Tivacuno por US$2.8 millones (US$868 mil corresponden a la Sucursal) por supuestos perjuicios ocasionados por el deterioro de la calidad del crudo del Bloque 16. El 6 de junio del 2005, el Operador en representación del Consorcio presentó una demanda de impugnación ante el Tribunal Contencioso Administrativo.

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Sucursal no ha registrado provisiones por los mencionados conceptos en razón de que la Administración, en consulta con sus Abogados, consideran que las posibilidades de éxito de las acciones y defensas planteadas por el Consorcio (en el cual la Sucursal participa como socia) son razonables.

Bloque 17

Actas de Determinación años 2006 a 2008 - Precio de Referencia

El Consorcio Petrolero Bloque 17 (del cual la Sucursal es socia) ha recibido del Servicio de Rentas Internas - SRI las actas de determinación de impuesto a la renta de los años 2000 a 2009 y de impuesto a los ingresos extraordinarios del período septiembre 2008 a diciembre 2010 que incluyen como glosas el cálculo del precio de referencia usado para la valoración de ingreso, usando el valor más alto entre el precio de venta del mes del embarque y el precio de referencia del mes anterior al embarque. El efecto de la contingencia tributaria usando la interpretación del SRI de los años 2000 al 2010 sería US$5.2 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, el Consorcio tiene argumentos suficientes para apoyar la posición del Consorcio, sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros, la resolución final es incierta.

Modificación de la Ley de hidrocarburos (Ley 42)

El Consorcio Petrolero Bloque 17 (del cual la Sucursal es socia), entró en negociaciones con el Estado ecuatoriano con el fin de modificar los actuales contratos de participación. El efecto legal de la ejecución de enmiendas a los contratos con el Estado ecuatoriano era que la Ley 42 quedaría sin efectos, a cambio del impuesto a los ingresos extraordinarios que fue creado por la Ley de Equidad Tributaria que comenzaría a tener efecto con un arancel del 70% y un precio base acordado entre las partes en la modificación del contrato. El valor de la contingencia considerando el precio de regalías para el período de septiembre a diciembre de 2008 para el Bloque 17, calculado utilizando las nuevas cantidades de la enmienda al contrato base es de US$3.45 millones que no se ha acumulado, basados

en la disposición legal que le permite tomar el crédito fiscal por los pagos relacionados con la Ley 42 realizados durante el año 2008. El criterio de crédito tributario no es compartido por las autoridades fiscales, quienes han incluido esta glosa en el acta de determinación de impuesto a los ingresos extraordinarios. Además, la ARCH estableció diferencias entre el importe calculado y la cantidad pagada por el Consorcio.

Durante el año 2013, el SRI finalizó las auditorías de impuesto a los ingresos extraordinarios del Consorcio por el período septiembre 2008 a diciembre 2010, las glosas están relacionadas a la no aceptación del crédito tributario para pagos relacionados a la Ley 42, como se mencionó en el párrafo anterior; el uso del precio de referencia del mes anterior 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$3.2 millones.

De acuerdo al criterio de la administración y de sus asesores legales, el Consorcio tiene argumentos suficientes para apoyar su posición, sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros, la resolución final es incierta. La Sucursal no ha registrado provisiones por este concepto.

19. HECHOS OCURRIDOS DESPUÉS DEL PERÍODO SOBRE EL QUE SE INFORMA

En adición a los asuntos que se describen en la Nota 18, entre el 31 de diciembre del 2013 y la fecha de emisión de los estados financieros (mayo 29 del 2014) no se produjeron otros eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

20. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el período terminado el 31 de diciembre del 2013 han sido aprobados por la Administración de la Sucursal el 29 de mayo del 2014, y serán presentados a su Casa Matriz para su aprobación. En opinión de la Gerencia de la Sucursal, los estados financieros serán aprobados por la Casa Matriz.