

**Petróleos Sud
Americanos del Ecuador
Petrolamerec S.A.**

*Estados Financieros por el Año Terminado
el 31 de Diciembre del 2013 e Informe de
los Auditores Independientes*

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

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

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de Auditores Independientes	2
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	7

Abreviaturas:

NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
CINIIF	Interpretaciones del Comité de Normas Internacionales de Información Financiera
SRI	Servicio de Rentas Internas
PCGA	Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en el Ecuador
FV	Valor razonable (Fair value)
US\$	U.S. dólares

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Accionistas de
Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A.:

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (sociedad constituida en el Ecuador y actualmente subsidiaria de Petróleos Serenity S.A. domiciliada en Uruguay) 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 Compañía 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 requisitos 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 Compañía 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 Compañía. 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.

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

Bases para calificar la opinión

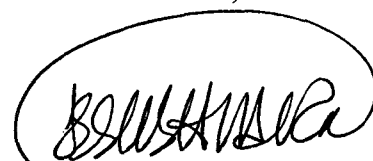
Al 31 de diciembre del 2013, la Compañía realizó un cambio de estimación contable en la provisión para taponamiento de pozos. Las NIIF requieren que este cambio sea capitalizado en inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos; sin embargo, la Compañía reconoció este efecto afectando los resultados del año. Los efectos de esta situación son los de subvaluar las inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en US\$2.7 millones, sobrevaluar otras cuentas de activo en US\$0.4 millones y subvaluar las utilidades retenidas y resultados del ejercicio en US\$2.3 millones.

Opinión calificada

En nuestra opinión, excepto por los efectos del asunto descrito en el párrafo de bases para calificar la opinión, los referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. 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.



Quito, Marzo 12, 2014
Registro No. 019



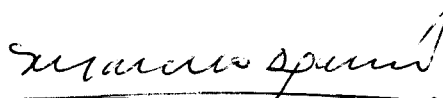
Mario Hidalgo
Socio
Licencia No. 22266

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013**

<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>Diciembre 31,</u> <u>2013</u> (en U.S. dólares)	<u>2012</u>
ACTIVOS CORRIENTES:			
Bancos	4	4,325,277	613,614
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	5	5,093,058	8,977,078
Inventarios	6	2,205,695	1,943,503
Activos por impuestos	11	36,061	33,582
Otros activos		<u>11,263</u>	<u>12,951</u>
Total activos corrientes		<u>11,671,354</u>	<u>11,580,728</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Inventarios	6	98,350	
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	5		431,725
Activos por impuestos	11	872,776	819,182
Propiedades y equipos	7	476,247	446,051
Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, neto	8	26,698,841	23,624,174
Activos por impuestos diferidos	11	<u>1,661,176</u>	<u>705,503</u>
Total activos no corrientes		<u>29,807,390</u>	<u>26,026,635</u>
TOTAL		<u>41,478,744</u>	<u>37,607,363</u>

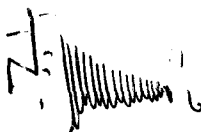
Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Representante Legal

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

<u>PASIVOS Y PATRIMONIO</u>	<u>Notas</u>	Diciembre 31,	
		<u>2013</u>	<u>2012</u>
		(en U.S. dólares)	
PASIVOS CORRIENTES:			
Préstamos	9	6,596,907	6,719,599
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10	1,939,884	6,808,103
Pasivos por impuestos corrientes	11	3,391,146	2,938,955
Obligaciones acumuladas	13	<u>4,412,034</u>	<u>3,775,438</u>
Total pasivos corrientes		<u>16,339,971</u>	<u>20,242,095</u>
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10	618,296	620,713
Obligaciones por beneficios definidos	14	910,140	843,152
Provisiones	15	<u>3,442,736</u>	<u>1,143,304</u>
Total pasivos no corrientes		<u>4,971,172</u>	<u>2,607,169</u>
Total pasivos		<u>21,311,143</u>	<u>22,849,264</u>
PATRIMONIO:	17		
Capital social		669,999	669,999
Reserva legal		335,000	335,000
Utilidades retenidas		<u>19,162,602</u>	<u>13,753,100</u>
Total patrimonio		<u>20,167,601</u>	<u>14,758,099</u>
TOTAL		<u>41,478,744</u>	<u>37,607,363</u>



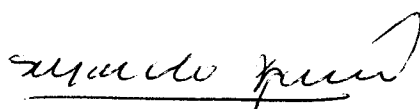
Jorge Naranjo
Contador General

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

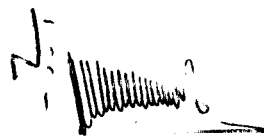
**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013**

	<u>Notas</u>	<u>2013</u> (en U.S. dólares)	<u>2012</u>
INGRESOS	18	45,263,269	41,573,666
COSTOS	19	<u>26,335,809</u>	<u>21,234,621</u>
MARGEN BRUTO		18,927,460	20,339,045
Gastos de administración	19	(2,244,846)	(1,875,837)
Gastos de ventas	19		
Costos financieros		(638,549)	(591,498)
Otros gastos, neto	19	<u>1,100,076</u>	<u>(815,846)</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		<u>17,144,141</u>	<u>17,055,864</u>
Menos gasto (ingreso) por impuesto a la renta:	11		
Corriente		5,325,866	4,759,484
Diferido		<u>(955,673)</u>	<u>(380,026)</u>
TOTAL		<u>4,370,193</u>	<u>4,379,458</u>
UTILIDAD DEL AÑO		12,773,948	12,676,406
OTRO RESULTADO INTEGRAL			
Partidas que no se reclasificarán posteriormente a resultados:			
Nuevas mediciones de obligaciones por beneficios definidos		<u>135,564</u>	<u>(353,405)</u>
TOTAL RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		<u>12,909,512</u>	<u>12,323,001</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Representante Legal



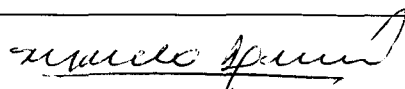
Jorge Naranjo
Contador General

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

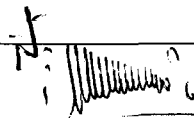
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

	<u>Capital social</u>	<u>Reserva legal</u> ...(en U.S. dólares)...	<u>Utilidades retenidas</u>	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	669,999	335,000	16,292,851	17,297,850
Utilidad del año			12,676,406	12,676,406
Otro resultado integral			(353,405)	(353,405)
Pago de dividendos	_____	_____	(14,862,752)	(14,862,752)
Saldos al 31 de diciembre del 2012	669,999	335,000	13,753,100	14,758,099
Utilidad del año			12,773,948	12,773,948
Otro resultado integral			135,564	135,564
Pago de dividendos	_____	_____	(7,500,010)	(7,500,010)
Saldos al 31 de diciembre del 2013	<u>669,999</u>	<u>335,000</u>	<u>19,162,602</u>	<u>20,167,601</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Representante Legal

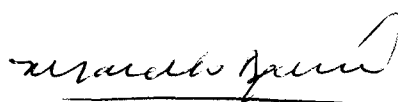


Jorge Naranjo
Contador General

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013**

	<u>2013</u> (en U.S. dólares)	<u>2012</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Recibido de clientes	49,579,014	45,482,611
Pagado a proveedores y trabajadores	(29,837,810)	(19,882,680)
Costos financieros	(638,549)	(591,498)
Impuesto a la renta - Consorcios y Compañía	(5,023,795)	(4,006,532)
Otros gastos, neto	<u>1,100,076</u>	<u>(815,846)</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>15,178,936</u>	<u>20,186,055</u>
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Disminución (incremento) de otros activos financieros		(145,782)
Adquisición de activos fijos	(226,776)	(261,780)
Incremento de inversiones de exploración, desarrollo y producción de Hidrocarburos	<u>(3,074,667)</u>	<u>(9,286,110)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(3,301,443)</u>	<u>(9,693,672)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Incremento de préstamos	(122,692)	6,719,599
Efectivo (pagado a) compañía relacionada	(543,128)	(2,500,000)
Pago de dividendos	<u>(7,500,010)</u>	<u>(14,862,752)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento	<u>(8,165,830)</u>	<u>(10,643,153)</u>
BANCOS:		
Incremento (disminución) neto durante el año	3,711,663	(150,770)
Saldos al comienzo del año	<u>613,614</u>	<u>764,384</u>
SALDOS AL FIN DEL AÑO	<u>4,325,277</u>	<u>613,614</u>
TRANSACCIONES QUE NO GENERARON MOVIMIENTO DE EFECTIVO:		
Provisión para taponamiento de pozos	<u>113,485</u>	<u>55,942</u>
Pérdida por diferencia de precio en la recuperación de las cuentas por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos	<u>(891,073)</u>	<u>891,462</u>
Ver notas a los estados financieros		



Marcelo Aguirre
Representante Legal



Jorge Naranjo
Contador General

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013

1. INFORMACIÓN GENERAL

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (en adelante la "Compañía") es una compañía constituida en el Ecuador y subsidiaria de Petróleos Serenity S.A. domiciliada en Uruguay. Su domicilio es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz, Quito - Ecuador.

La Compañía forma parte del Consorcio Petrosud - Petroriva y del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en adelante los "Consortios"), sociedades de hecho, constituidas legalmente en el Ecuador el 17 de agosto del 2000 y el 1 de julio del 2010, respectivamente, cuyos objetos principales son llevar a cabo y ejecutar todas las tareas de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur de acuerdo con los contratos firmados entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador (ex Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador) y los Consortios (en los que la Compañía participa con el 50%).

Contrato de prestación de servicios - El 27 de julio del 2010, entró en vigencia la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial No. 244, la cual, entre otros asuntos, establece que los contratos bajo la modalidad de Campos Marginales, contratos aplicables para los Consortios (en los cuales la Compañía participa con el 50%) deben modificarse para adoptar el modelo de Contrato de Prestación de Servicios. El 22 de enero del 2011, las compañías socias de los Consortios firmaron con el Estado Ecuatoriano el referido contrato de prestación de servicios y el 21 de febrero de 2011, se inscribieron los contratos en la Secretaría de Hidrocarburos, fecha de inicio de los nuevos contratos.

Los nuevos contratos establecen, entre otros aspectos los siguientes:

- Que el prestador de los servicios tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al estado ecuatoriano en un punto de fiscalización. Esta tarifa constituye el ingreso bruto de la contratista y se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido. Dicha tarifa por barril neto para los Campos Palanda - Yuca Sur y Pindo fue de US\$32,59 y US\$29,12 respectivamente. Las referidas tarifas para el año 2012 fueron de US\$32,39 para el campo Palanda - Yuca Sur y de US\$28,94 para el campo Pindo.
- Se determinará la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior de la siguiente manera: de los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado y los tributos correspondientes al Instituto para el Ecodesarrollo de la Región Amazónica y Esmeraldas - ECORAE y a la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por la prestación de los servicios.

- Los Consorcios por cumplimiento obligatorio están comprometidos a realizar actividades e inversiones estimadas de exploración y/o explotación por su cuenta y riesgo, aportando la tecnología, los capitales, los equipos, bienes y maquinarias necesarios, en las áreas de los contratos y durante todo el plazo de vigencia de los contratos modificatorios; el incumplimiento del plan de actividades y el plan de desarrollo por parte de los Consorcios será sancionado con la caducidad de los contratos modificatorios; sin embargo, la Secretaría de Hidrocarburos o la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) le concederá a los Consorcios un plazo de treinta días contados desde la fecha de notificación para que conteste, rectifique o desvanezca los cargos, en caso de que este plazo resultare insuficiente se concederá un plazo adicional para cumplir con el plan descrito anteriormente, caso contrario, el proceso de caducidad continuará y se realizará la restitución al Estado de las áreas de los contratos, así como la entrega de todos los equipos, herramientas, maquinarias, información técnica actualizada, y otros elementos, sin costo alguno para la Secretaría de Hidrocarburos y el estado ecuatoriano.
- La decisión de forma de pago por la prestación de servicios es de la Secretaría de Hidrocarburos que puede ser realizada en dinero, petróleo crudo o en forma mixta.
- Los Consorcios pagarán el impuesto a la renta del 23% para el año 2012 y del 22% para el año 2013, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 90 y 37 de la Ley de Régimen Tributario Interno, reformados, mediante la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 del 27 de julio del 2010 y por la Disposición Transitoria Primera del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 351 del 29 de diciembre del 2010.
- El plazo de dichos contratos será desde la fecha de su inscripción en la Secretaría de Hidrocarburos hasta el 30 de julio del 2019.

Operaciones - Las principales operaciones y cambios en la actividad de los Consorcios Petrosud - Petroriva y Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) se resumen en la Nota 19.

Actividades e Inversiones Estimadas de Exploración y Explotación - Considerando lo establecido en los contratos de prestación de servicios, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) están comprometidos a realizar actividades e inversiones estimadas de exploración y explotación en las áreas de los contratos, durante el plazo de vigencia de dichos contratos, e informar a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos del referido cumplimiento.

Un resumen de los compromisos de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) y su cumplimiento, para el año 2013, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto</u>	<u>Diferencia</u>	<u>Real</u>
	<u>Original</u>	...(en miles de U.S. dólares)...	<u>Ejecutado</u>
Inversiones en facilidades	<u>727 (1)</u>	<u>170</u>	<u>897</u>
(1) Mediante comunicaciones 304-CPPYS-2012 del 1 de octubre del 2012, 145-CPPYS-2013 del 30 de abril del 2013, 152-CPPYS-2013 del 2 de mayo del 2013, el Consorcio Palanda Yuca - Sur (en el que la Compañía participa con el 50%) solicitó la autorización del programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda Yuca - Sur a la Secretaría de Hidrocarburos, el cual fue aprobado mediante oficio No. 2523-SH-SCH-UEC-DEE-2013 del 18 de junio del 2013 de la Secretaría de Hidrocarburos.			

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto</u>	<u>Diferencia</u>	<u>Real</u>
	<u>Original</u>	...(en miles de U.S. dólares)...	<u>Ejecutado</u>
Inversiones en facilidades	3,809	(666)	3,143
Inversiones en perforación y estudios	19,715	(8,087)	11,628
Inversiones en activos fijos	<u>76</u>	<u>183</u>	<u>259</u>
Total	<u>23,600 (2)</u>	<u>(8,570) (3)</u>	<u>15,030</u>
(2) Mediante comunicaciones 336-PSPR-2012 del 1 de octubre del 2012, 143-PSPR-2013 del 30 de abril del 2013, 146-PSPR-2013 del 2 de mayo del 2013, el Consorcio Petrosud - Petroriva (en el que la Compañía participa con el 50%) solicitó la autorización del programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Consorcio Petrosud - Petroriva a la Secretaría de Hidrocarburos, el cual fue aprobado mediante oficio No. 2524-SH-SCH-UEC-DEE-2013 del 18 de junio del 2013 de la Secretaría de Hidrocarburos.			
(3) Durante el año 2013, según la Administración de la Compañía, el Consorcio ejecutó la totalidad de las actividades presupuestadas y aprobadas por la Secretaría de Hidrocarburos, la diferencia consiste en que los costos incurridos fueron menores en la ejecución de lo estimado en el Anexo B del Contrato de Prestación de Servicios.			

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad de la Administración de la Compañía.

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 contraprestación entregada a cambio de bienes y servicios.

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 Compañía 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.

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 insumos 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: Insumos 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: Insumos son datos no observables para el activo o pasivo.

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

- 2.3 Participación en acuerdos conjuntos** - Un acuerdo conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes mantienen control conjunto. La clasificación de un acuerdo conjunto como una operación conjunta o un negocio conjunto dependerá de los derechos y obligaciones de las partes con respecto al acuerdo.

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo, tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo.

Los acuerdos de operaciones conjuntas que mantiene la Compañía, involucran el establecimiento de una entidad aparte en la que cada participante posee una participación. La Compañía reconoce su participación correspondiente al 50%, en los Consorcios Petrosud - Petroriva y Palanda Yuca - Sur (entidades controladas de forma conjunta) en relación a su participación. La distribución de la Compañía de los activos, pasivos, ingresos y gastos de las entidades controladas en forma conjunta se combina con las partidas equivalentes en los estados financieros, línea por línea.

La participación en los Consorcios se basa en los últimos estados contables disponibles al cierre de los períodos considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. Los saldos comunes entre los Consorcios y la Compañía han sido eliminados.

- 2.4 Bancos** - Representa depósitos en cuentas disponibles.

- 2.5 Inventarios** - Los inventarios y las importaciones en tránsito son presentados al costo de adquisición y son valuados al 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 y equipos

2.6.1 Medición en el momento del reconocimiento - Las partidas de propiedades y equipos se medirán inicialmente por su costo.

El costo de propiedades y equipos comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación y la puesta en condiciones de funcionamiento y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación de la ubicación del activo.

Adicionalmente, se considerará como parte del costo de los activos, los costos por préstamos directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos calificados.

2.6.2 Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo - Después del reconocimiento inicial, las propiedades y equipos son registradas 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.

2.6.3 Método de depreciación y vidas útiles - El costo de propiedades y equipos 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 propiedades y equipos y las vidas útiles usadas en el cálculo de la depreciación:

<u>Ítem</u>	<u>Vida útil (en años)</u>
Vehículos	5
Equipos de computación	3
Mobiliario y equipos de oficina	10
Equipos de campo	10
Equipo de comunicación	5

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

2.7 Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos - Corresponden a desembolsos relacionados con la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo en el área en que las reservas han sido probadas.

2.7.1 Inversiones de exploración - Los costos de exploración relacionados con el descubrimiento específico de reservas se capitalizan cuando se incurren. Los costos de exploración y perforación de pozos exploratorios se capitalizan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se

encuentran tales reservas, los mencionados costos de exploración y perforación se imputan a resultados.

La Compañía registra como costos de exploración aquellos incurridos después de obtener el derecho legal de explorar un área determinada y antes de que sean demostrables la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral. Estos costos incluyen entre otros:

- Adquisición de derechos de exploración
- Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos (incluyendo estudios de sísmica)
- Perforaciones exploratorias
- Excavaciones de zanjas y trincheras
- Toma de muestras

Luego de la demostración de la factibilidad técnica y viabilidad comercial, la Compañía reclasifica las inversiones efectuadas como inversiones de desarrollo y aplica la política contable establecida para la amortización de estas inversiones.

2.7.2 Inversiones de desarrollo - Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en inversiones de producción.

2.7.2.1 Amortización de inversiones de desarrollo y producción - La Compañía calcula la amortización de las inversiones de producción en base a las unidades producidas, considerando la producción del período y las reservas de petróleo probadas desarrolladas incluidas en la estimación técnica realizada por un profesional independiente al 31 de diciembre del 2012 y 2011 para los años terminados el 31 de diciembre del 2013 y 2012, respectivamente.

2.7.3 Provisión para taponamiento de pozos - Los costos futuros descontados por obligaciones para el abandono de las inversiones de producción (taponamiento de pozos) son activados conjuntamente con los activos que le dieron origen y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo a largo plazo es reconocido por dicho concepto al valor estimado a pagar descontado (Nota 15).

Al 31 de diciembre del 2013, la Compañía realizó un cambio de estimación contable principalmente relacionado con la provisión para taponamiento de pozos por US\$ 2.3 millones que fueron imputados al resultado del ejercicio.

2.8 Costos por préstamos - Los costos por préstamos atribuidos directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, los cuales constituyen activos que requieren de un período de tiempo sustancial para su uso o venta, son sumados al costo de estos activos hasta el momento en que estén listos para su uso o venta.

El ingreso por intereses de las inversiones temporales en préstamos específicos pendientes para ser consumidos en activos calificados es deducido de los costos por préstamos aptos para su capitalización.

Todos los otros costos por préstamos son reconocidos en resultados durante el período en que se incurren.

- 2.9 Deterioro del valor de los activos tangibles** - Al final de cada período, la Compañía 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, salvo si el activo se registra a un importe revaluado, en cuyo caso se debe considerar la pérdida por deterioro como una disminución o un incremento en la revaluación. Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, la Administración de la Compañía considera que los activos a largo plazo no requieren un ajuste por deterioro.

- 2.10 Impuestos** - El gasto por impuesto a la renta representa la suma del impuesto a la renta por pagar corriente y el impuesto diferido.

2.10.1 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 de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período.

2.10.2 Impuestos diferidos - Se reconoce sobre las diferencias temporarias determinadas entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y sus 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 los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) dispongan de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden 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 Compañía compensa activos por impuestos diferidos con pasivos por impuestos diferidos si, y solo si, tiene reconocido legalmente el derecho de compensarlos, frente a la autoridad fiscal, los importes reconocidos en esas partidas y los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) tienen la intención de liquidar sus activos y pasivos como netos.

- 2.10.3 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 (por ejemplo por cambios en la tasa de impuestos o en la normativa tributaria, la reestimación de la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos o en la forma esperada de recuperar el valor en libros de un activo), 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.

- 2.11 Provisiones** - Se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Compañía 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. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su valor en libros representa el valor presente de dicho flujo de efectivo.

- 2.11.1 Provisión para taponamiento de pozos** - ver política en el punto 2.7.3.

2.12 Beneficios a empleados

- 2.12.1 Beneficios definidos - Bonificación por desahucio e indemnización por años de servicio** - El costo de los beneficios definidos (bonificación por desahucio e indemnización por años de servicio) es determinado utilizando el Método de la Unidad de Crédito Proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período.

Los costos por servicio presente y pasado se reconocen en el resultado del año en el que se generan, así como el interés financiero generado por la obligación de beneficio definido.

Las nuevas mediciones, que comprenden las ganancias y pérdidas actuariales, se reconocen en el estado de situación financiera con cargo o abono a otro resultado integral, en el período en que se producen. El reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales en otro resultado integral se reflejan inmediatamente en las ganancias acumuladas y no son reclasificadas a la utilidad o pérdida del período.

- 2.12.2 Participación a trabajadores** - Debido a que la Compañía no tiene empleados, no corresponde constituir provisiones por este concepto. Sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%), está constituida de acuerdo con disposiciones legales a la tasa del 15% y es registrada en el resultado del año. A partir del año 2010, el 12% de esta participación debe ser pagada al Estado Ecuatoriano conforme lo regule el reglamento correspondiente. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) (Nota 13).

2.13 Ingresos - Los ingresos de la Compañía están conformados por:

- 2.13.1 Prestación de servicios** - Los ingresos provenientes de contratos de servicios se reconocen por referencia a la prestación del servicio y se determinan multiplicando la tarifa establecida en los contratos firmados con la Secretaría de Hidrocarburos por la producción fiscalizada en el mes.

2.13.2 Ajuste de tarifa - Los ingresos provenientes del ajuste de la tarifa se registran en el período en que dicho ajuste es negociado con la Secretaría de Hidrocarburos, conforme lo establecido en el contrato.

2.14 Costos y gastos - Los 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.

2.15 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 Compañía 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.

2.16 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 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 Compañía clasifica sus activos financieros en cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar. 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.

2.16.1 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.

Las cuentas por cobrar comerciales se liquidan en dinero, petróleo crudo o en forma mixta. La decisión de la forma de pago de las cuentas por cobrar por servicios prestados es de la Secretaría de Hidrocarburos y, las pérdidas que surgen de la liquidación en petróleo crudo se registran en el momento en que se efectúa la venta (hasta 60 días después de la facturación).

Después del reconocimiento inicial, a valor razonable, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier deterioro. El período de crédito promedio sobre la venta de servicios y bienes es de 30 a 60 días.

Las cuentas por cobrar comerciales incluyen una provisión para reducir su valor al de probable realización. Dicha provisión se constituye en función de un análisis de la probabilidad de recuperación de las cuentas.

2.16.2 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 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.

2.16.3 Baja de un activo financiero - La Compañía 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 Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Compañía reconoce su participación en el activo y la obligación asociada por los valores que tendría que pagar.

2.17 Pasivos financieros - Los instrumentos de deuda 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.

2.17.1 Préstamos - Representan pasivos financieros que se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de la transacción incurridos. Estos préstamos se registran subsecuentemente a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

2.17.2 Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar - Las 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. El período de crédito promedio para la compra de ciertos bienes es de 60 días.

La Compañía tiene implementadas políticas de manejo de riesgo financiero para asegurar que todas las cuentas por pagar se paguen de conformidad con los términos crediticios preacordados.

2.17.3 Baja de un pasivo financiero - La Compañía da de baja un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen sus obligaciones.

2.18 Normas nuevas y revisadas con efecto material sobre los estados financieros

Durante el año en curso, la Compañía 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.

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

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

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
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 en curso, la Compañía ha aplicado por primera vez la NIIF 11 y NIIF 12, junto con las modificaciones de la NIIF 11 y NIIF 12, en cuanto a la orientación en el período de transición. La NIC 27 (revisada en el 2012), NIIF 10 y NIC 28 no son aplicables para la Compañía, en razón a que se refiere a la presentación de estados financieros separados y consolidados y no posee inversiones en asociadas.

El impacto de la aplicación de estas normas 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 de 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) multigrupo, 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.

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.

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

Durante el año en curso, la Compañía 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. Las modificaciones se han aplicado de forma retrospectiva, y por lo tanto, la presentación de partidas de otro resultado integral se ha modificado para reflejar los referidos cambios. 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.

NIC 19 - Beneficios a los empleados (revisada en el 2012)

En el año en curso, la Compañía ha aplicado la NIC 19 - Beneficios a los Empleados (revisada en el 2012) y las enmiendas consiguientes, por primera vez.

La NIC 19 (revisada en el 2012) cambia la contabilización de los planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. El cambio más importante se refiere a la contabilización de los cambios en las obligaciones por beneficios definidos y los activos del plan. Las modificaciones requieren el reconocimiento de los cambios en las obligaciones por beneficios definidos y en el valor razonable de los activos del plan cuando se producen, y por lo tanto eliminan el método de la "banda de fluctuación" permitida por la versión previa de la

NIC 19, y acelera el reconocimiento de los costos de servicios pasados. Adicionalmente, todas las ganancias y pérdidas actuariales (nuevas mediciones) se reconocen inmediatamente en otro resultado integral. Por otra parte, el costo de interés y rendimiento esperado de los activos del plan utilizados en la versión previa de la NIC 19 se sustituyen por el enfoque del "interés neto", el cual según la NIC 19 (revisada en el 2012), se calcula aplicando la tasa de descuento neta sobre el pasivo o activo por beneficios definidos. Estos cambios han tenido un impacto en los importes reconocidos en el resultado del período y otro resultado integral en años anteriores. Adicionalmente, la NIC 19 (revisada en el 2012) introduce algunos cambios en la presentación del costo por beneficio definidos incluyendo extensas revelaciones adicionales.

A partir del 1 de enero del 2013, la Compañía ha aplicado las disposiciones transitorias pertinentes de la NIC 19 - Beneficios a los Empleados, y ha actualizado los importes comparativos en forma retrospectiva.

2.19 Norma nueva y revisada sin efecto material sobre los estados financieros

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
Enmiendas a la NIC 12	Impuestos diferidos - Recuperación de activos subyacentes	Enero 1, 2013

La Administración considera que la aplicación de la norma nueva y revisada durante el año 2013, detalladas anteriormente, no ha tenido un efecto material sobre la posición financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones o sus flujos de efectivo.

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

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
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 NIIF 10, NIIF 12 y NIC 27	Entidades de inversión	Enero 1, 2014
Enmiendas a la NIC 32	Compensación de activos y pasivos Financieros	Enero 1, 2014

NIIF 9 Instrumentos Financieros

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.

- En la medición de los pasivos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados, la NIIF 9 requiere que el importe generado por el cambio en el valor razonable del pasivo financiero que sea atribuible a cambios en el riesgo de crédito del referido pasivo, se presente en otro resultado integral, a menos que, el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo de crédito del pasivo en otro resultado integral genere una asimetría contable en el resultado del período. Los cambios en el valor razonable atribuible al riesgo de crédito de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados a los resultados del período. Según la NIC 39, la totalidad del importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado como valor razonable con cambios en resultados se presenta en resultados.

La Administración de la Compañía 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 Compañía. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 27 - Entidades de Inversión

Las modificaciones de la NIIF 10 definen una entidad de inversión y requiere que una entidad que cumpla con esta definición, no consolide sus subsidiarias, las cuales deben ser medidas a valor razonable con cambios en resultados en sus estados financieros consolidados y separados.

Para calificar como una entidad de inversión, una entidad que reporta requiere:

- Obtener fondos de uno o más inversores con el fin de proporcionarles los servicios profesionales de gestión de inversiones.
- Comprometer a sus inversionistas de que su objeto social es invertir los fondos exclusivamente para las devoluciones de la revalorización del capital, ingresos por inversiones, o ambas cosas.
- Medir y evaluar el desempeño de la totalidad de sus inversiones sobre una base de valor razonable.

Las enmiendas efectuadas a la NIIF 12 y la NIC 27 introducen nuevos requisitos de información a revelar para las entidades de inversión.

La Administración de la Compañía no prevé que las enmiendas efectuadas a estas normas, tengan efecto en los estados financieros de la Compañía, en razón a que la Compañía no es una entidad de inversión.

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 Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de las modificaciones a la NIC 32, tendrán un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía, en razón a que la Compañía 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.

Las estimaciones y juicios subyacentes se revisan sobre una base regular. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen en el período de la revisión y períodos futuros si la revisión afecta tanto al período actual como a períodos subsecuentes.

A continuación se presentan las estimaciones y juicios contables críticos que la administración de la Compañía 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.

- 3.2. *Provisiones para obligaciones por beneficios definidos*** - El valor presente de las provisiones para obligaciones por beneficios definidos depende de varios factores que son determinados en función de un cálculo actuarial basados en varios supuestos. Estos supuestos utilizados para determinar el valor presente de estas obligaciones incluye una tasa de descuento. Cualquier cambio en los supuestos impacta en el valor en libros de las provisiones de estos beneficios.

El actuario contratado por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) para realizar el cálculo actuarial, utiliza la tasa de descuento, la tasa de mortalidad y de rotación al final de cada año reportado por la administración de los Consorcios. La tasa de descuento es la tasa de interés que debe ser utilizada para determinar el valor presente de los flujos futuros de caja estimados que se espera van a ser requeridos para cumplir con la obligación de estos beneficios.

Las obligaciones por prestaciones definidas de la Compañía se descuentan a una tasa establecida por referencia a las tasas de mercado al final del período de referencia de los bonos corporativos de alta calidad. Se requiere un juicio significativo al establecer los criterios para bonos a ser incluidos en la población de la que se deriva la curva de rendimiento. Los criterios más importantes considerados para la selección de los bonos incluyen el tamaño de la emisión de los bonos corporativos, calificación de los bonos y la identificación de los valores atípicos que se excluyen.

- 3.3. **Impuesto a la renta diferido** - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) han realizado la estimación de sus impuestos diferidos considerando que ciertas diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro.
- 3.4. **Reservas de crudo** - Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por un profesional independiente. Las reservas probadas desarrolladas 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, desarrollo y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.
- 3.5. **Taponamiento de pozos** - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, la Administración de la Compañía efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de campos, en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del Consorcio (en el cual la Compañía participa con el 50%). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 10%.

4. BANCOS

Un resumen de bancos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Depósitos en cuentas corrientes propias	1,006,960	58,744
Depósitos en cuentas corrientes de los Consorcios	<u>3,318,317</u>	<u>554,870</u>
Total	<u>4,325,277</u>	<u>613,614</u>

ESPACIO EN BLANCO

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, ...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Cuentas por cobrar comerciales:		
Por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	4,960,153	5,016,724
Por venta de crudo		<u>3,722,880</u>
Subtotal	4,960,153	8,739,604
Otras cuentas por cobrar:		
Sublevante de petróleo crudo		431,725
Otras	186,752	291,321
Provisión para cuentas dudosas	<u>(53,847)</u>	<u>(53,847)</u>
Total	<u>5,093,058</u>	<u>9,408,803</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	5,093,058	8,977,078
No corriente		<u>431,725</u>
Total	<u>5,093,058</u>	<u>9,408,803</u>

6. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Materiales, repuestos y herramientas	2,409,664	2,115,743
Petróleo crudo (1)	98,350	
Importaciones en tránsito	112	100
Provisión por obsolescencia de inventarios	<u>(204,081)</u>	<u>(172,340)</u>
Total	<u>2,304,045</u>	<u>1,943,503</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	2,205,695	1,943,503
No corriente	<u>98,350</u>	
Total	<u>2,304,045</u>	<u>1,943,503</u>

- (1) Corresponde al petróleo crudo no levantado relacionado con el anterior contrato, sobre el cual los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) no han definido un mecanismo de liquidación.

7. PROPIEDADES Y EQUIPOS

Un resumen de propiedades y equipos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Costo	1,410,994	1,185,890
Depreciación acumulada	<u>(934,747)</u>	<u>(739,839)</u>
Total	<u>476,247</u>	<u>446,051</u>
<i>Clasificación:</i>		
Vehículos	193,396	222,856
Equipo de computación	127,007	109,398
Mobiliario y equipos de oficina	76,287	59,913
Equipo de campo	72,884	47,447
Equipo de comunicación	5,560	6,437
Construcciones en curso	<u>1,113</u>	<u> </u>
Total	<u>476,247</u>	<u>446,051</u>

8. INVERSIONES DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS, NETO

Un resumen de las inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, neto es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	68,216,282	52,484,137
Taponamiento para pozos	818,591	813,122
Proyectos en curso	2,717,281	2,570,514
Amortización acumulada	<u>(45,053,313)</u>	<u>(37,693,477)</u>
Subtotal	26,698,841	18,174,296
Inversiones de exploración	<u> </u>	<u>5,449,878</u>
Total	<u>26,698,841</u>	<u>23,624,174</u>

- 8.1 *Inversión de desarrollo y producción de hidrocarburos, neto* - Los movimientos de inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos, neto fueron como sigue:

	<u>2013</u> (en U.S. dólares)	<u>2012</u>
Saldos netos al comienzo del año	18,174,296	19,255,886
Adquisiciones	11,382,367	3,987,776
Reconocimiento de inversiones de exploración	5,449,878	
Incremento (reversión) de la provisión para taponamiento de pozos	113,485	(55,528)
Ajustes	(135,398)	
Amortización	<u>(8,285,787)</u>	<u>(5,013,838)</u>
Saldos netos al fin del año	<u>26,698,841</u>	<u>18,174,296</u>

8.1.1 Amortización - Las reservas probadas desarrolladas incluidas en la estimación técnica realizada al 31 de diciembre del 2012 y 2011, de los bloques en los que opera el Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos, para los años 2013 y 2012, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Bloque</u>	Reservas probadas desarrolladas Diciembre 31,		Volumen de producción Diciembre 31,	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo	<u>7,578,000</u>	<u>5,394,047</u>	<u>1,012,692</u>	<u>2,058,742</u>
Palanda Yuca Sur	<u>4,815,000 (1)</u>	<u>2,334,944</u>	<u>515,471</u>	<u>727,611</u>

(1) Incluye las reservas del campo SAMI por 977,000 barriles de petróleo crudo, incorporadas en el mes de febrero del 2013.

8.2 Inversiones de exploración - En el año 2012, el Consorcio Palanda - Yuca Sur realizó inversiones de exploración adicional en el campo SAMI correspondiente al bloque Palanda - Yuca Sur. Hasta finales de enero del 2013, el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 50%) efectuó pruebas de producción, para determinar la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de este campo las cuales fueron exitosas y en febrero del 2013, inició la etapa de producción.

Posteriormente, el Consorcio presentó un plan de desarrollo a la Secretaría de Hidrocarburos, dentro del cual solicita la fijación de la tarifa de servicios y debido a que hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos el Consorcio no ha recibido la respectiva respuesta, la Administración utiliza la tarifa de US\$32.59 fijada para el Bloque Palanda por prestación de servicios. Dichas inversiones incluyen la disminución de US\$1,243 mil por los ingresos de servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos, correspondientes a la producción de petróleo generada en las pruebas de producción.

9. PRÉSTAMOS

Corresponde a una obligación bancaria con Ebna Bank con vencimiento en diciembre del 2016 (abril del 2013 para el año 2012). Al 31 de diciembre del 2013, la tasa de interés efectiva es de 4.75%. La Administración tiene la intención de realizar la cancelación anticipada de esta obligación en el mes de enero del 2014.

10. 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, ... <u>2013</u>	<u>2012</u> (en U.S. dólares)
Proveedores locales	1,939,690	6,474,577
Otras cuentas por pagar:		
Diferencial de calidad	584,303	584,303
Transporte SOTE y RODA	33,993	36,410
Compañías relacionadas:		
Petroriva S.A.		233,333
Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador		
Fosforocomp S.A.		100,000
Otros	<u>194</u>	<u>193</u>
Total	<u>2,558,180</u>	<u>7,428,816</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	1,939,884	6,808,103
No corriente	<u>618,296</u>	<u>620,713</u>
Total	<u>2,558,180</u>	<u>7,428,816</u>

Diferencial de Calidad - Representa el cobro y pago del API diferencial proveniente del anterior contrato.

Transporte SOTE y RODA - Corresponde a valores pendientes de pago del anterior contrato.

Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) no han definido un mecanismo de liquidación de estas cuentas por pagar.

11. IMPUESTOS

11.1 *Activos y pasivos* - Un resumen de activos y pasivos por impuestos es como sigue:

	... Diciembre 31, ... 2013	2012
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos por impuestos:</i>		
Impuesto al Valor Agregado - IVA	901,221	845,170
Anticipo de impuesto a la renta	6,392	6,392
Retenciones en la fuente	<u>1,224</u>	<u>1,202</u>
Total	<u>908,837</u>	<u>852,764</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	36,061	33,582
No corriente	<u>872,776</u>	<u>819,182</u>
Total	<u>908,837</u>	<u>852,764</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por pagar	2,559,503	2,257,432
Impuesto al Valor Agregado - IVA	831,608	681,483
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta por pagar	<u>35</u>	<u>40</u>
Total	<u>3,391,146</u>	<u>2,938,955</u>

Impuesto al Valor Agregado - IVA (Activo) - Corresponde al Impuesto al Valor Agregado - IVA originado en la adquisición de bienes y servicios del contrato anterior. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) no han definido un mecanismo de liquidación.

11.2 ***Conciliación tributaria contable del impuesto a la renta corriente*** - El Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) calculan el impuesto a la renta de acuerdo a lo establecido en los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de petróleo crudo. 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) y del 12% sobre las utilidades sujetas a capitalización (13% para el año 2012). Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente del período, es como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros	17,144,141	16,702,459
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	<u>5,239,263</u>	<u>1,881,437</u>
Utilidad según estados financieros bajo disposiciones tributarias y contractuales, sujeta al cálculo del impuesto a la renta	22,383,404	18,583,896
Gastos no deducibles	1,661,876	2,172,384
Ajuste por precios de transferencia	163,200	
Otras deducciones (remuneraciones empleados con discapacidad)	_____	<u>(62,871)</u>
Utilidad gravable	<u>24,208,480</u>	<u>20,693,409</u>
Impuesto a la renta causado y cargado a resultados (1)	<u>5,325,866</u>	<u>4,759,484</u>

(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).

Las declaraciones de impuestos de los Consorcios han sido revisadas por las autoridades tributarias hasta el año 2009 y son susceptibles de revisión las declaraciones de los años 2010 al 2013.

11.3 Movimiento de la provisión para impuesto a la renta - Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta fueron como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
SalDOS al comienzo del año	2,257,432	1,504,480
Provisión	5,325,866	4,759,484
Pagos efectuados	<u>(5,023,795)</u>	<u>(4,006,532)</u>
SalDOS al fin del año	<u>2,559,503</u>	<u>2,257,432</u>

Pagos efectuados - Corresponde al saldo inicial del impuesto y las retenciones en la fuente.

11.4 SalDOS del impuesto diferido - Los movimientos de activos (pasivos) por impuestos diferidos fueron como sigue:

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados (en U.S. dólares)	Saldos al fin del año
Año 2013			
<i>Activos por impuestos diferidos en relación a:</i>			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	491,626	453,228	944,854
Propiedades y equipo neto		7,680	7,680
Valoración stock de crudo		(21,637)	(21,637)
Provisión para taponamiento de pozos	113,598	307,181	420,779
Provisión para cuentas dudosas		4,587	4,587
Provisión por obsolescencia de inventario	24,054	20,844	44,898
Baja de inventarios de crudo		4,851	4,851
Provisión por indemnización por años de servicios	76,225	83,960	160,185
Otras cuentas por cobrar (sublevante)	<u> </u>	<u>94,979</u>	<u>94,979</u>
Total	<u>705,503</u>	<u>955,673</u>	<u>1,661,176</u>
Año 2012			
<i>Activos por impuestos diferidos en relación a:</i>			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	170,256	321,370	491,626
Provisión para taponamiento de pozos	92,842	20,756	113,598
Provisión por indemnización por años de servicios	41,895	34,330	76,225
Provisión por obsolescencia de inventario	<u>20,484</u>	<u>3,570</u>	<u>24,054</u>
Total	<u>325,477</u>	<u>380,026</u>	<u>705,503</u>

11.5 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:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	<u>17,144,141</u>	<u>16,702,459</u>
Gasto de impuesto a la renta	3,771,711	3,841,565
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	1,152,638	432,731
Gastos no deducibles	365,613	499,648
Otras	<u>(919,769)</u>	<u>(394,486)</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>4,370,193</u>	<u>4,379,458</u>
Tasa de efectiva de impuestos	<u>25%</u>	<u>26%</u>

11.6 Aspectos Tributarios

Aspectos Tributarios del Código Orgánico de la Producción - Con fecha diciembre 29 del 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, los siguientes:

- La reducción progresiva en tres puntos porcentuales en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 23% para el año 2012 y 22% para el año 2013.
- Exoneración del impuesto a la salida de divisas en los pagos de capital e intereses por créditos otorgados por instituciones financieras destinados al financiamiento de inversiones previstas en este Código.
- **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 establecido por el Comité de Política Tributaria y que sean utilizados en procesos productivos, pueden ser utilizados como crédito tributario de impuesto a la renta.

12. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

De conformidad con disposiciones legales vigentes, los contribuyentes sujetos al impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas locales y/o del exterior, dentro de un mismo período fiscal por un importe acumulado superior a US\$6 millones, están obligados a presentar un estudio de Precios de Transferencia. Al 31 de diciembre del 2013, los Consorcios prepararon dicho estudio en base al cual determinaron un ajuste en la liquidación del impuesto a la renta por pagar de US\$326 mil, e incluido en la conciliación tributaria respectiva.

13. OBLIGACIONES ACUMULADAS

Un resumen de obligaciones acumuladas es como sigue:

	... Diciembre 31, ... <u>2013</u>	<u>2012</u> (en U.S. dólares)
Participación a trabajadores - Consorcios	3,950,013	3,431,684
Beneficios sociales	<u>462,021</u>	<u>343,754</u>
Total	<u>4,412,034</u>	<u>3,775,438</u>

13.1 Participación a trabajadores - Consorcios - Debido a que la Compañía no tiene trabajadores, no le corresponde constituir provisiones por este concepto. Sin embargo, la participación a los trabajadores que mantienen relación de dependencia con los Consorcios está constituida de conformidad con disposiciones legales a la tasa del 15% y es registrada en el resultado del año. 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. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios.

Los movimientos de la provisión para participación a trabajadores fueron como sigue:

	<u>2013</u> (en U.S. dólares)	<u>2012</u> (en U.S. dólares)
SalDOS al comienzo del año	3,431,684	3,401,830
Provisión del año	3,950,013	3,431,684
Pagos efectuados	<u>(3,431,684)</u>	<u>(3,401,830)</u>
SalDOS al fin del año	<u>3,950,013</u>	<u>3,431,684</u>

14. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	... Diciembre 31, ... <u>2013</u>	<u>2012</u> (en U.S. dólares)
Provisión por indemnización por años de servicio	728,112	682,158
Bonificación por desahucio	<u>182,028</u>	<u>160,994</u>
SalDOS al fin del año	<u>910,140</u>	<u>843,152</u>

14.1. Provisión por indemnización por años de servicio - Representa la provisión para el pago de las indemnizaciones laborales a los empleados cuando los Consorcios (en los que la Compañía participe con el 10%) finalicen las operaciones considerando los plazos de vigencia de los contratos de servicios firmados con la Secretaría de Hidrocarburos. La Administración calculó

la referida provisión en base a un estudio actuarial y las disposiciones establecidas en el Código de Trabajo.

Los movimientos en el valor presente de obligación de bonificación por indemnización por años de servicios fueron como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	682,158	367,042
Costo del servicio	133,696	63,137
Interés neto	47,822	25,693
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(135,564)</u>	<u>226,286</u>
Saldos al fin del año	<u>728,112</u>	<u>682,158</u>

14.2. Bonificación por desahucio - De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, en los casos de terminación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, la Compañía entregará el 25% de la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicio.

Los movimientos en el valor presente de obligación de bonificación por desahucio fueron como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	160,994	26,359
Costo de servicio	42,068	5,672
Interés neto	11,269	1,844
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(32,303)</u>	<u>127,119</u>
Saldos al fin del año	<u>182,028</u>	<u>160,994</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 por un actuario independiente. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del empleado y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio a cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surjan de los ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan a otro resultado integral durante el remanente de vida laboral promedio esperado de los empleados correspondientes.

Las hipótesis actuariales significativas utilizadas para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos (OBD) son la tasa de descuento, incremento salarial esperado y la mortalidad. El

análisis de sensibilidad detallado a continuación se ha desarrollado en base a los cambios razonablemente posibles que se produzcan al final del período de referencia de los respectivos supuestos.

	<u>Provisión por indemnización</u> (en U.S. dólares)	<u>Bonificación por desahucio</u>
Variación OBD (tasa de descuento - 0.5%)	84,355	21,089
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	12%	12%
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	74,670	18,668
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	(10%)	(10%)
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	87,403	21,848
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	12%	12%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	77,746	19,436
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(11%)	(11%)

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo de la variación real en la obligación por beneficios definidos, ya que es poco probable que el cambio en las hipótesis se produzcan en forma aislada unos de otros (algunos de los supuestos pueden ser correlacionados). Es importante mencionar, que en el análisis de sensibilidad desarrollado, el valor presente de las obligaciones por beneficios definidos se calculó utilizando el método de crédito unitario proyectado, que es el mismo que el aplicado en el cálculo de la obligación por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

Las presunciones principales usadas para propósitos de los cálculos actuariales son las siguientes:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	%	%
Tasa(s) de descuento	7.00	7.00
Tasa(s) esperada del incremento salarial	3.00	3.00

Los importes reconocidos en el estado de resultado integral respecto a dichos planes de beneficios definidos son los siguientes:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Costo del servicio	175,764	68,809
Interés neto	<u>59,091</u>	<u>27,537</u>
Subtotal costo de beneficios definidos reconocido en resultados	<u>234,855</u>	<u>96,346</u>
Nuevas mediciones:		
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia y subtotal efecto de beneficios definidos reconocido en otro resultado integral	(135,564)	353,405
Total	<u>99,291</u>	<u>449,751</u>

15. PROVISIÓN PARA TAPONAMIENTO DE POZOS

Constituye una estimación efectuada por la Administración de los Consorcios (en los que la Compañía participa el 50%) en base a un estudio realizado por especialistas técnicos de los mismos. Los costos futuros fueron descontados a una tasa del 10%.

Los movimientos de provisiones fueron como sigue:

	<u>2013</u> (en U.S. dólares)	<u>2012</u>
SalDOS al comienzo del año	1,143,304	1,294,566
Provisiones adicionales reconocidas	113,485	55,942
Reversiones		(55,528)
Reducciones generadas por pagos		(151,676)
Ajustes por cambio de estimación contable	2,321,345	
Otros ajustes	<u>(135,398)</u>	<u> </u>
SalDOS al fin del año	<u>3,442,736</u>	<u>1,143,304</u>

16. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

16.1 Gestión de riesgos financieros - En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) están expuestos 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 Compañía dispone de una organización y de sistemas de información, administrados por la Casa Matriz, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Comité de Dirección medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación se presenta una definición de los riesgos que enfrenta la Compañía, una caracterización y cuantificación de éstos y una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Compañía, si es el caso.

16.2 Riesgo de Crédito - El riesgo de crédito se refiere al riesgo de que una de las partes incumpla con sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para la Compañía. La Compañía ha adoptado una política de únicamente involucrarse con partes solventes y obtener suficientes colaterales, cuando sea apropiado, como forma de mitigar el riesgo de la pérdida financiera ocasionada por los incumplimientos.

16.3 Riesgo de Liquidez - El Comité de Dirección de la Compañía es el que tiene la responsabilidad final por la gestión de liquidez. Este Comité ha establecido un marco de trabajo apropiado para la gestión de liquidez de manera que la gerencia pueda manejar los requerimientos de financiamiento a corto, mediano y largo plazo así como la gestión de liquidez de la Compañía. La Compañía maneja el riesgo de liquidez manteniendo reservas, facilidades financieras y préstamos de su Controladora, monitoreando continuamente los flujos efectivos proyectados y reales y conciliando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.

- 16.4 Riesgo de Capital** - Los Compañía gestiona su capital para asegurar que esté en capacidad de continuar como empresa en marcha mientras que maximiza el rendimiento a sus accionistas a través de la optimización de los saldos de deuda y aportes.

El Comité de Dirección de la Compañía revisa la estructura de capital de la Compañía periódicamente. Como parte de esta revisión, el comité considera el costo del capital y los riesgos asociados con cada clase de capital.

- 16.5 Categorías de los instrumentos financieros** - Un detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	2013	2012
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos financieros - costo amortizado:</i>		
Bancos (Nota 4)	4,325,277	613,614
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Nota 5)	<u>5,093,058</u>	<u>9,408,803</u>
Total	<u>9,418,335</u>	<u>10,022,417</u>
<i>Pasivos financieros - costo amortizado:</i>		
Préstamos (Nota 9)	6,596,907	6,719,599
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Nota 10)	<u>2,558,180</u>	<u>7,428,816</u>
Total	<u>9,155,087</u>	<u>14,148,415</u>

El valor razonable de los referidos activos y pasivos financieros se aproximan a sus valores en libros.

17. PATRIMONIO

- 17.1 Capital Social** - El capital social autorizado consiste de 669,999 acciones de US\$1 valor nominal unitario.
- 17.2 Reserva Legal** - La Ley de Compañías requiere que por lo menos el 10% de la utilidad anual sea apropiado como reserva legal hasta que ésta como mínimo alcance el 50% del capital social. Esta reserva no es disponible para el pago de dividendos en efectivo pero puede ser capitalizada en su totalidad.
- 17.3 Utilidades retenidas** - Un resumen de las utilidades retenidas es como sigue:

	... Diciembre 31, ... <u>2013</u>	<u>2012</u> (en U.S. dólares)
Utilidades retenidas - distribuibles	20,367,426	14,957,924
Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF	(1,204,824)	(1,204,824)
Total	<u>19,162,602</u>	<u>13,753,100</u>

Los saldos de las siguientes cuentas surgen de la aplicación por primera vez de las NIIF y de los saldos según PCGA anteriores, los cuales según Resolución emitida por la Superintendencia de Compañías el 14 de octubre del 2011, podrán ser utilizados de la siguiente forma:

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.

- 17.4 Dividendos** - Durante el año 2013, la Compañía canceló US\$7.5 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2012 a Petróleos Serenity S.A. de Suiza. En el año del 2012, se canceló dividendos por US\$14.8 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2011.

Los dividendos distribuidos a favor de accionistas personas naturales residentes en el Ecuador y de sociedades domiciliadas en paraísos fiscales, o en jurisdicciones de menor imposición, se encuentran gravados para efectos del impuesto a la renta.

18. INGRESOS

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, corresponde a los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios de los Consorcios Pindo y Palanda Yuca Sur.

19. COSTOS Y GASTOS POR SU NATURALEZA

Un resumen de los gastos administrativos y operativos reportados en los estados financieros es como sigue:

	<u>2013</u> (en U.S. dólares)	<u>2012</u>
Costos	26,335,809	21,234,621
Gastos de administración	2,244,846	1,875,837
Otros gastos (ingresos), neto	(1,100,076)	815,846
Total	<u>27,480,579</u>	<u>23,926,304</u>

Un detalle de costos y gastos por su naturaleza es como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Producción de crudo	10,049,046	9,591,784
Amortización de inversiones de exploración y explotación de Hidrocarburos	8,285,787	5,013,838
Gastos por beneficios a los empleados	3,290,416	2,720,092
Participación a trabajadores - 12% corresponde al estado Ecuatoriano	3,160,010	2,745,352
Gastos de mantenimiento	1,645,458	1,282,310
Diferencial de precio	(891,073)	891,462
Honorarios y servicios	770,666	630,863
Gastos depreciación de propiedades y equipos	193,195	115,874
Arriendos	59,405	40,327
Impuestos	30,998	61,051
Gastos de gestión	9,124	24,206
Otros gastos, neto	<u>877,547</u>	<u>809,145</u>
Total	<u>27,480,579</u>	<u>23,926,304</u>

Producción de crudo - Durante el 2013, la producción de petróleo de los pozos en el bloque Palanda - Yuca Sur incrementó un 29.3% debido a la inclusión de la producción del pozo Sami (Nota 8.2) y en el bloque Pindo disminuyó en un 1.6% en relación al período anterior. Adicionalmente, por el año 2013 se perforaron dos pozos de desarrollo en el campo Pindo los mismos que iniciaron su producción en el mes de octubre.

Diferencial de precio - Representa el reconocimiento del ingreso o pérdida por la venta del petróleo crudo recibido por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) como cobro de la cuenta por cobrar por los servicios prestados a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos, ver Nota 2.16.1.

20. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

La controladora es Petróleos Serenity S.A., compañía domiciliada en Uruguay.

20.1 Transacciones comerciales - Durante los años 2013 y 2012, la Compañía realizó las siguientes transacciones comerciales con partes relacionadas:

	Dividendos pagados	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(en U.S. dólares)	
Petróleos Sudamericanos S.A.	10	7,972,752
Petróleos Serenity S.A.	<u>7,500,000</u>	<u>6,890,000</u>
Total	<u>7,500,010</u>	<u>14,862,752</u>

20.2 *Préstamos de partes relacionadas*

... Diciembre 31,...
2013 2012
(en U.S. dólares)

Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. (1)	<u> -</u>	<u>100,000</u>
---	--------------------	----------------

(1) Corresponde a los aportes realizados por Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. al Consorcio Petrosud - Petroriva y al Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) a nombre de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A.

20.3 *Compensación del personal clave de la gerencia y del Directorio* - La compensación de los ejecutivos y del Directorio de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) durante el año fue la siguiente:

2013 2012
(en U.S. dólares)

Beneficios a corto plazo	<u>954,082</u>	<u>317,580</u>
--------------------------	----------------	----------------

21. PASIVOS CONTINGENTES Y ACTIVOS CONTINGENTES

21.1 *Pasivos Contingentes* - Al 31 de diciembre del 2013, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) registran los pasivos contingentes, en la medida que en opinión de la Administración y sus asesores legales externos, la perspectiva de la contingencia sea probable y cuantificable.

Informe de Examen Especial de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) - Los Consorcios Petrosud - Petroriva y Palanda Yuca Sur han sido fiscalizados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH (ex Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH), por el año 2009 y del 1 de enero del 2010 al 28 de febrero del 2011. En el informe del examen especial a las inversiones de producción, exploración adicional, desarrollo adicional, costos de producción, transporte, almacenamiento y comercialización, e ingresos se han objetado los siguientes puntos de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur:
Año 2009

- US\$188,692 (US\$94,346 corresponden a la Compañía) relacionados con la provisión de seguros petroleros de equipo y maquinaria no utilizada, valor que fue reversado por los Consorcios en el año 2010 afectando a otros ingresos.
- US\$61,737 (US\$30,869 corresponden a la Compañía) por el exceso de cargos de gastos de gestión, mismos que de acuerdo a lo que determina el Reglamento a la Ley de Régimen Tributario Interno no deben sobrepasar el 2% de los gastos generales.
- US\$341,370 (US\$170,685 corresponden a la Compañía) relacionados con intereses pagados por préstamos que no se utilizaron en actividades de desarrollo y producción, conforme lo determina el Reglamento de Contabilidad de Costos.

Año 2010

- US\$983,047 (US\$491,524 corresponden a la Compañía) relacionados con diferencia de precio.
- US\$186,624 (US\$93,312 corresponden a la Compañía) relacionados con provisiones en exceso.

Año 2011

- US\$82,381 (US\$41,191 corresponden a la Compañía) relacionados con provisiones que no han sido utilizadas.

Los informes emitidos por la ARCH son de carácter administrativo y es el Servicio de Rentas Internas - SRI que considera dichos informes en sus procesos de fiscalización y determinación del pago de impuestos adicionales para la Compañía.

21.2 Activos Contingentes - Al 31 de diciembre del 2013, las compañías socias que integran los Consorcios mantienen los siguientes activos contingentes, los cuales serán registrados en la medida que la resolución favorable de la contingencia sea virtualmente cierta.

- **Curva Base** - Durante la ejecución del contrato firmado entre las compañías que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador, el Consorcio realizó inversiones e incurrió en costos adicionales para incrementar la producción de la curva base establecida en el contrato de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur, considerando, que a la fecha de operación de los campos marginales la curva base era inferior a la establecida en el referido contrato. Debido a esta situación, las Compañías que conforman el Consorcio presentaron un reclamo ante el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito para la recuperación de las inversiones efectuadas. Mediante un laudo arbitral se determinó una sentencia favorable al Consorcio y con providencia del 27 de septiembre del 2004, se dispuso que EP Petroecuador pague al Consorcio un valor de US\$779,562 (US\$389,781 corresponde a la Compañía). Dicha providencia fue apelada por EP Petroecuador, por lo que, en opinión de los asesores legales del Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta. Actualmente, las compañías que integran el Consorcio Petrosud - Petroriva discuten con EP Petroecuador un procedimiento de pago cuya ejecución, en opinión de los asesores legales del Consorcio, es incierta.

Precio de Combustible - Las compañías que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva mantienen un reclamo con la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador por una diferencia producida en el precio del combustible provisto por EP Petroecuador al Consorcio para que este último pueda desarrollar las operaciones de explotación y exploración de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur. El precio tomado por EP Petroecuador para facturar el combustible fue el precio referencial internacional, el cual difiere con el precio vigente en el Ecuador. Debido a esa circunstancia, las compañías que conforman el Consorcio presentaron un reclamo ante el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito, el cual mediante un laudo arbitral determinó una sentencia favorable a las compañías que conforman el Consorcio; con este antecedente, el 30 de julio del 2004, el Consorcio a través de sus representantes legales, presentó ante el Juez Vigésimo Primero de lo Civil de Pichincha una demanda de ejecución del laudo arbitral en contra de EP Petroecuador y con providencia del 23 de septiembre del 2004, se dispuso que EP Petroecuador pague a las compañías que

conforman el Consorcio un valor de US\$962,000 (US\$481,000 corresponden a la Compañía). Dicha providencia fue apelada por EP Petroecuador, por lo que, en opinión de los asesores legales de las compañías que conforman el Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta. Actualmente, las compañías que integran el Consorcio Petrosud - Petroriva discuten con EP Petroecuador un procedimiento de pago cuya ejecución, en opinión de los asesores legales del Consorcio, es incierta.

22. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Compañía, al 31 de diciembre del 2013, como resultado de la participación proporcional de las entidades controladas en forma conjunta (Consortios) de los cuales la Compañía es socia:

	Consortio <u>Petrosud - Petroriva</u> ... (en U.S. dólares) ...	Consortio <u>Palanda - Yuca Sur</u> ... (en U.S. dólares) ...
<i>Información financiera de los consorcios:</i>		
Total activos	43,408,792	42,704,452
Total pasivos	13,677,548	26,137,501
Ingresos	58,976,569	33,601,428
Costos y gastos de operación	21,654,191	18,124,434
<i>Participación proporcional</i>	50%	50%
Total activos	21,704,396	21,352,226
Total pasivos	6,838,774	13,068,750
Ingresos	29,488,285	16,800,714
Costos y gastos de operación	10,827,096	9,062,217

Los saldos y transacciones de la Compañía representan la participación proporcional en los Consortios, transacciones propias de la Compañías y ajustes de conversión a NIIF. Saldo y transacciones comunes entre los Consortios y la Compañía han sido eliminados.

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

Entre el 31 de diciembre del 2013 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 12 del 2014) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros.

24. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2013 han sido aprobados sin modificaciones por la la Junta Directiva y Accionistas el 12 de marzo del 2014. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2012, fueron aprobados por la Junta Directiva y Accionistas sin modificaciones.
