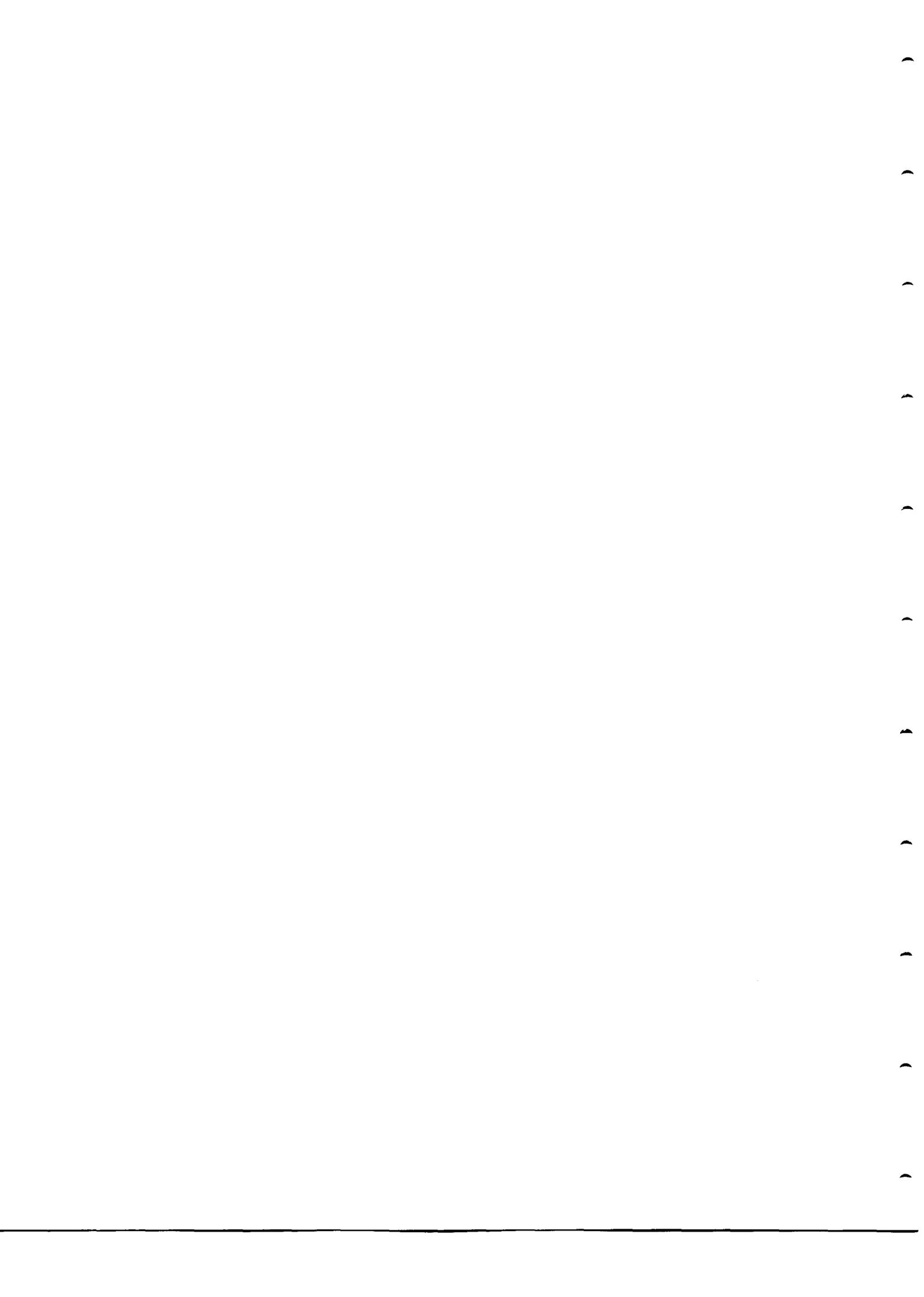


**Petróleos Sud
Americanos del Ecuador
Petrolamerec S.A.**

*Estados Financieros por el Año Terminado
el 31 de Diciembre del 2014 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 2014

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

Abreviaturas:

NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIF	Normas Internacionales de Información Financiera
CINIIF	Interpretaciones del Comité de Normas Internacionales de Información Financiera
SRI	Servicio de Rentas Internas
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.:

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (sociedad constituida en el Ecuador y subsidiaria de Dutmy S.A. de Uruguay) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2014 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 emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), y del control interno determinado por la gerencia como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error

Responsabilidad del auditor

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

Una auditoría comprende la realización de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de error material en los estados financieros debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la 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.

Base 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 en los resultados de dicho año. Los efectos de esta situación, al 31 de diciembre del 2014, son los de subvaluar las inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en US\$1.3 millones, sobrevaluar otras cuentas de activo en US\$260 mil, subvaluar las utilidades retenidas en US\$1 millón y sobrevaluar los resultados del año en US\$1.4 millones.

Opinión calificada

En nuestra opinión, excepto por los efectos del asunto descrito en el párrafo de base 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 2014, 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 emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).

Deloitte & Touche

Quito, Marzo 6, 2015
Registro No. 019



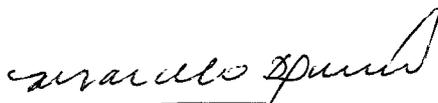
Santiago Sánchez
Socio
Licencia No. 25292

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2014**

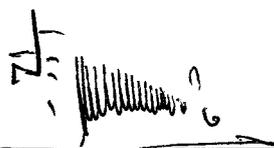
<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>2014</u> (en U.S. dólares)	<u>2013</u>
ACTIVOS CORRIENTES:			
Bancos	4	6,408,040	4,325,277
Cuentas por cobrar comerciales	5	10,102,381	4,904,411
Otras cuentas por cobrar	6	1,599,568	235,971
Inventarios	7	<u>2,591,992</u>	<u>2,205,695</u>
Total activos corrientes		<u>20,701,981</u>	<u>11,671,354</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Otras cuentas por cobrar	6	1,802,352	2,533,952
Inventarios	7	98,350	98,350
Propiedad, planta y equipo	8	<u>25,446,373</u>	<u>27,175,088</u>
Total activos no corrientes		<u>27,347,075</u>	<u>29,807,390</u>
TOTAL		<u>48,049,056</u>	<u>41,478,744</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Gerente General

<u>PASIVOS Y PATRIMONIO</u>	<u>Notas</u>	<u>2014</u> (en U.S. dólares)	<u>2013</u>
PASIVOS CORRIENTES:			
Deudas comerciales	9	3,782,340	1,939,884
Préstamos	10	5,176,858	6,596,907
Remuneraciones y cargas sociales	11	2,801,734	4,412,034
Cargas fiscales	12	1,878,810	3,391,146
Otros pasivos	14	<u>2,000</u>	
Total pasivos corrientes		<u>13,641,742</u>	<u>16,339,971</u>
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Deudas comerciales	9	618,381	618,296
Préstamos	10	4,499,300	
Provisiones	15	4,608,419	3,442,736
Otros pasivos	14	<u>1,064,505</u>	<u>910,140</u>
Total pasivos no corrientes		<u>10,790,605</u>	<u>4,971,172</u>
Total pasivos		<u>24,432,347</u>	<u>21,311,143</u>
PATRIMONIO:			
Capital social	17	669,999	669,999
Reserva legal		335,000	335,000
Aporte para futuras capitalizaciones		8,837,269	
Resultados acumulados		<u>13,774,441</u>	<u>19,162,602</u>
Total patrimonio		<u>23,616,709</u>	<u>20,167,601</u>
TOTAL		<u>48,049,056</u>	<u>41,478,744</u>



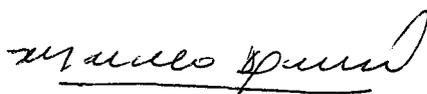
Jorge Naranjo
Contador General

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

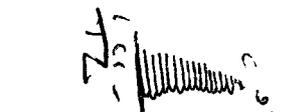
**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2014**

	<u>Notas</u>	<u>2014</u> (en U.S. dólares)	<u>2013</u>
INGRESOS		44,134,328	45,263,269
COSTOS	18	<u>(24,097,604)</u>	<u>(26,335,805)</u>
MARGEN BRUTO		20,036,724	18,927,464
Gastos de exploración	18	(6,131,006)	
Gastos de administración	18	(2,591,018)	(2,244,847)
Gastos de comercialización	18	(8,703)	
Otros ingresos (gastos), neto	19	<u>(2,015,467)</u>	<u>1,073,700</u>
GANANCIA OPERATIVA		9,290,530	17,756,317
Resultados financieros y por tenencia:			
Generado por activos:			
Intereses generados por activos		151,064	26,376
Otros resultados financieros, netos		(132,804)	(57,146)
Generados por pasivos:			
Intereses		(510,923)	(420,097)
Otros resultados financieros, netos		<u>(350,598)</u>	<u>(161,309)</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS		8,447,269	17,144,141
Impuesto a las ganancias	19	<u>3,995,978</u>	<u>4,370,193</u>
UTILIDAD DEL AÑO		4,451,291	12,773,948
OTRO RESULTADO INTEGRAL			
<i>Partidas que no se reclasificarán posteriormente a resultados:</i>			
Nuevas mediciones de obligaciones por beneficios definidos	14	<u>14,540</u>	<u>135,564</u>
TOTAL RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		<u>4,465,831</u>	<u>12,909,512</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Gerente General



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 2014**

	Capital social	Reserva legal	Aporte para futuras capitalizaciones ...(en U.S. dólares)...	Utilidades retenidas		
				Adopción de NIIF	Distribuibles	Total
Saldos al 31 de diciembre del 2012	669,999	335,000		(1,204,824)	14,957,924	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	669,999	335,000		(1,204,824)	20,367,426	20,167,601
Utilidad del año					4,451,291	4,451,291
Otro resultado integral					14,540	14,540
Reclasificación desde préstamos de accionistas			8,837,269		(9,853,992)	8,837,269
Pago de dividendos						(9,853,992)
Saldos al 31 de diciembre del 2014	669,999	335,000	8,837,269	(1,204,824)	14,979,265	23,616,709

Ver notas a los estados financieros

Marcelo Aguirre

Marcelo Aguirre
Gerente General

Jorge Naranjo

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 2014**

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad del año	4,451,291	12,773,948
AJUSTES PARA CONCILIAR LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Provisión para taponamiento de pozos	344,640	2,299,433
Depreciación de propiedad, planta y equipo	10,267,734	6,916,538
Impuesto a las ganancias devengado	3,995,978	4,370,193
Intereses ganados y perdidos, netos	359,859	393,721
Valor residual de bajas de propiedad planta y equipo neto de provisiones	6,074,227	
Cambios en el capital de trabajo:		
(Incremento) disminución en cuentas por cobrar comerciales	(5,197,970)	4,211,184
(Incremento) en otras cuentas por cobrar	(631,265)	(1,961,166)
(Incremento) en inventarios	(386,297)	(360,541)
(Disminución) en remuneraciones y cargas sociales	(1,610,300)	636,596
(Disminución) incremento en deudas comerciales	1,842,456	(2,364,307)
(Disminución) incremento en cargas fiscales	(314,939)	148,920
Incremento en otros pasivos	168,905	202,552
Pago de intereses sobre préstamos	(34,796)	(430,791)
Pago de impuesto a las ganancias	<u>(5,194,107)</u>	<u>(5,023,795)</u>
Flujo neto de efectivo proveniente de actividades de operación	<u>14,135,416</u>	<u>21,812,485</u>
FLUJO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(13,792,205)	(10,021,398)
Cobro de intereses	<u>151,064</u>	<u>26,376</u>
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	<u>(13,641,141)</u>	<u>(9,995,022)</u>
Pasan...	494,275	11,817,463

(Continúa...)

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO (Continuación...)
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2014**

	<u>Nota</u>	<u>2014</u> (en U.S. dólares)	<u>2013</u>
Vienen...		494,275	11,817,463
FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTE DE (UTILIZADO EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:			
Alta de préstamos		14,000,000	
Pago de préstamos		(2,559,520)	(345,333)
Pago de dividendos		<u>(9,851,992)</u>	<u>(7,500,010)</u>
Flujo neto de efectivo proveniente de (utilizado en) actividades de financiación		<u>1,588,488</u>	<u>(7,845,343)</u>
INCREMENTO NETO DE BANCOS		2,082,763	3,972,120
EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO		<u>4,325,277</u>	<u>353,157</u>
EFECTIVO AL FIN DEL AÑO	4	<u>6,408,040</u>	<u>4,325,277</u>
TRANSACCIONES QUE NO GENERARON MOVIMIENTO DE EFECTIVO:			
Incremento de provisión por taponamiento de pozos relacionado con pozos perforados		<u>473,155</u>	<u>-</u>
Aportes para futuras capitalizaciones mediante subrogación de deuda		<u>8,837,269</u>	<u>-</u>

Ver notas a los estados financieros

Marcelo Aguirre
Gerente General

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 2014

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 Dutmy S.A. domiciliada en Uruguay. Su domicilio es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz, en la ciudad de Quito.

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, respectivamente, de acuerdo con los contratos firmados entre el estado ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos 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 Reformatoria 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 del 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 para el año 2014 fue de US\$32.89 y US\$29.38, respectivamente. Las referidas tarifas por barril neto para los Campos Palanda - Yuca Sur y Pindo por el año 2013 fueron de US\$32.59 y US\$29.12, respectivamente.
- 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. En caso que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir la tarifa para campos de producción y tarifa para campos

nuevos o por producción incremental fruto de recuperación mejorada, pertinente, el saldo faltante mensual se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente. La diferencia entre los montos pagados por concepto de las tarifas y el ingreso disponible del mismo mes o año fiscal se trasladará al siguiente mes o año fiscal, sin intereses y en caso de que no hubiese podido ser cubierto durante el respectivo o subsiguiente mes o año fiscal se acumulará sucesivamente durante el plazo de vigencia del contrato modificatorio. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia de ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación del Contrato modificatorio, se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

- 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 22% para el año 2013 en adelante, 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.

Contrato Modificatorio al contrato de prestación de servicios - El 26 de mayo del 2014, se suscribió el contrato modificatorio número dos al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en los bloques Palanda Yuca - Sur y Pindo (en los que la Compañía participa con el 50%) celebrado entre el Estado ecuatoriano a través de la Secretaria de Hidrocarburos, y las Compañías Serenity S.A y Dutmy S.A.; las Compañías Petrolamerec S.A y Fosforocomp S.A y Petroriva S.A.

Las modificaciones a los contratos incluyen:

Consortio Palanda Yuca - Sur

- El cambio de casa matriz de Petrolamerec S.A. y Fosforocomp S.A. por la transferencia de acciones de Petróleos Serenity S.A. a favor de Dutmy S.A., compañía organizada según las leyes de la República Oriental de Uruguay y a su vez poseída totalmente por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. compañía organizada según las leyes de la República de Argentina.
- Se establece que la contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para el campo Sami de US\$42 por cada barril neto, producido y entregado al Estado en el centro de fiscalización y entrega.

Consortio Petrosud - Petroriva

- El cambio de casa matriz de Petrolamerec S.A. y Fosforocomp S.A. por la transferencia de acciones de Petróleos Serenity S.A. a favor de Dutmy S.A., compañía organizada según las leyes de la República Oriental de Uruguay y a su vez poseída totalmente por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. compañía organizada según las leyes de la República de Argentina.

Las demás cláusulas que corresponden a los contratos de los Consorcios (en donde la Compañía participa con el 50%) no han sido modificadas.

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 8.

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 2014, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto Original</u>	<u>Diferencia</u> ...(en miles de U.S. dólares)...	<u>Real Ejecutado</u>
Inversiones en facilidades	1,888	514	2,402
Inversiones en perforación y estudios	<u>7,168</u>	<u>2,391</u>	<u>9,559</u>
Total	<u>9,056 (1)</u>	<u>2,905</u>	<u>11,961</u>

- (1) Mediante comunicaciones No. 335-CPPYS-2013 del 30 de septiembre del 2013 y No. 053-CPPYS-2013 del 14 de febrero del 2014, 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. SHE-2014-0402-OF del 9 de abril del 2014 de la Secretaría de Hidrocarburos.

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto Original</u>	<u>Diferencia</u> ...(en miles de U.S. dólares)...	<u>Real Ejecutado</u>
Inversiones en facilidades y total	<u>212 (2)</u>	<u>1,640</u>	<u>1,852</u>

- (2) Mediante comunicaciones No. 328-PSPR-2013 del 30 de septiembre del 2013 y No. 049-PSPR-2013 del 14 de febrero del 2014, 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 Bloque Pindo a la Secretaría de Hidrocarburos, el cual fue aprobado mediante oficio No. SHE-2014-0384-OF del 31 de marzo del 2014 de la Secretaría de Hidrocarburos.

Precio internacional del crudo - Durante el último trimestre del año 2014 y hasta la fecha de emisión de los estados financieros, el precio del barril de crudo ha disminuido constantemente, situándose en US\$53.27 al cierre del año 2014.

De acuerdo a lo estipulado en el contrato firmado con el Estado Ecuatoriano, la tarifa por prestación de servicios se paga con los recursos por Ingreso Disponible del área del Contrato. En caso de que estos no sean suficientes para cubrir con el pago de la tarifa, de acuerdo a lo establecido en el Contrato, el saldo faltante se acumulará durante el mes o años fiscal pertinente. Adicionalmente, el contrato establece que cualquier diferencia, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación del Contrato, se extinguirá y no será pagada por el Estado Ecuatoriano.

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) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).
- 2.2 Moneda funcional** - La moneda funcional de la Compañía es el Dólar de los Estados Unidos de América (U.S. dólares), el cual es la moneda de circulación en el Ecuador.
- 2.3 Bases de preparación** - Los estados financieros han sido preparados sobre las bases del costo histórico, tal como se explica en las políticas contables incluidas más abajo. El costo histórico está basado generalmente en el valor razonable de la contrapartida dada en el intercambio de los activos.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o el valor pagado para transferir un pasivo entre participantes de un mercado en la fecha de valoración, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la 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. El valor

razonable a efectos de medición y/o de revelación en los estados financieros, se determina sobre una base de este tipo, a excepción de las mediciones que tienen algunas similitudes con el valor razonable, pero no son su valor razonable, tales como el valor neto de realización de la NIC 2 o el valor en uso de la NIC 36.

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

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

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

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

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

- 2.4 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). 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.

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

- 2.6 Inventarios** - Son presentados al costo de adquisición. Son valuados al costo promedio ponderado. Las importaciones en tránsito se encuentran registradas a su costo de adquisición. 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.

2.7 *Propiedades, planta y equipos*

2.7.1 *Propiedades y equipo*

2.7.1.1 *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.

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

2.7.1.2 *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.

2.7.1.3 *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>
Equipos de campo	10
Mobiliario y equipos de oficina	10
Rodados (vehículos)	5
Equipo de comunicación	5
Equipos de computación	3

2.7.1.4 *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.

2.7.2 *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.

2.7.2.1 *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;
- Perforaciones exploratorias;
- Excavaciones de zanjas y trincheras;
- Toma de muestras

Los desembolsos relacionados con estudios de sismica en la etapa de exploración se reconocen directamente en el estado de resultados.

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.

2.7.2.2 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.

2.7.2.3 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, de acuerdo a las reservas probadas incluidas en la estimación técnica realizada por un profesional independiente al 31 de diciembre del 2013 y 2012 para los años terminados el 31 de diciembre del 2014 y 2013, respectivamente.

2.7.2.4 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).

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.

- 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.

2.10.2 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.

2.10.3 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.

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

- 2.11 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 - Constituye una estimación efectuada por la Administración de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) en base a un estudio realizado por especialistas técnicos de los mismos. Para el año 2014 los costos futuros fueron descontados a una tasa del 7.25% (10% para el año 2013)

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 regula el reglamento correspondiente. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) (Nota 11).

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.

2.13.3 Ganancia o pérdida por diferencia de precio - La ganancia o pérdida por diferencia de precio se registran en otros ingresos cuando se realiza la venta de los barriles de petróleo crudo a un tercero independiente.

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 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 ésta 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 - Los activos financieros se clasifican dentro de las siguientes categorías: activos financieros “al valor razonable con cambios en los resultados”, “inversiones mantenidas hasta el vencimiento” “activos financieros disponibles para la venta”, y “préstamos y partidas por cobrar”. La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todas las compras o ventas regulares de activos financieros son reconocidas y dadas de baja a la fecha de la transacción. Las compras o ventas regulares son todas aquellas compras o ventas de activos financieros que requieran la entrega de activos dentro del marco de tiempo establecido por una regulación o acuerdo en el mercado.

2.16.1 Método de la tasa de interés efectiva - El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de imputación del ingreso financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo comisión, puntos básicos de intereses pagados o recibidos, costos de transacción y otras primas o descuentos que estén incluidos en el cálculo de la tasa de interés efectiva) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o, cuando sea adecuado, en un período más corto, con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

2.16.2 Préstamos y cuentas por cobrar - Son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo.

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

2.16.3 Deterioro de activos financieros al costo amortizado - Los activos financieros distintos a aquellos designados al valor razonable con cambios en los resultados son probados por deterioro de valor al final de cada período sobre el cual se informa. Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados.

Para todos los otros activos financieros, la evidencia objetiva de deterioro de valor podría incluir:

- Dificultades financieras significativa del emisor o del obligado; o
- Infracciones de las cláusulas contractuales, tales como incumplimientos o moras en el pago de los intereses o el principal; o
- Es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- La desaparición de un mercado activo para ese activo financiero debido a dificultades financieras.

Para los activos financieros registrados al costo amortizado, el importe de la pérdida por deterioro de valor es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos futuros estimados del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

El importe en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro de valor directamente para todos los activos financieros excepto para las cuentas comerciales por cobrar, donde el importe en libros se reduce a través de una cuenta de provisión. Cuando se considera que una cuenta comercial por cobrar es incobrable, se elimina contra la cuenta de provisión. La recuperación posterior de los montos previamente eliminados se convierte en créditos contra la cuenta de provisión. Los cambios en el importe en libros de la cuenta de provisión se reconocen en el estado del resultado del período.

2.16.4 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. Si la Compañía retiene sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continuará reconociendo el activo financiero y también reconocerá un préstamo garantizado de forma colateral por los ingresos recibidos.

En la baja total en cuentas de un activo financiero, la diferencia entre el importe en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por recibir así como el resultado acumulado que habían sido reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio se reconoce en el resultado del período.

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.

Los pasivos financieros son clasificados como al valor razonable con cambios en los resultados u 'otros pasivos financieros'.

2.17.1 Otros pasivos financieros - Los otros pasivos financieros (incluyendo los préstamos y las cuentas por pagar comerciales y otras) se miden posteriormente al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de imputación del gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar (incluyendo todos los honorarios y puntos pagados o recibidos que forman parte de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) estimados a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero (o, cuando sea adecuado), en un período más corto con el importe neto en libros en el momento de reconocimiento inicial.

2.17.2 Baja de un pasivo financiero - La Compañía dará de baja en cuentas un pasivo financiero sí, y solo sí, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones de la Compañía. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en el resultado del período.

2.18 Normas nuevas y revisadas sin efecto material sobre los estados financieros - Durante el año 2014, la Compañía ha evaluado el impacto de las normas nuevas y revisadas emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), efectivas a partir del 1 de enero del 2014 y ha concluido que no tienen efecto material sobre los estados financieros.

2.19 Normas nuevas y revisadas emitidas pero aún no efectivas - La Compañía no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) nuevas y revisadas que han sido emitidas pero aún no son efectivas, que permiten aplicación anticipada. Un detalle es como sigue:

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir de períodos que inicien en o después de</u>
NIIF 9	Instrumentos financieros	Enero 1, 2018
Modificaciones a la NIIF 11	Contabilización de adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas	Enero 1, 2016
Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 38	Clarificación de los métodos aceptables de depreciación y amortización	Enero 1, 2016
NIIF 15	Ingresos procedentes de contratos con clientes	Enero 1, 2017
Modificaciones a las NIIF	Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2010 - 2012	Julio 1, 2014 con excepciones limitadas
Modificaciones a las NIIF	Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2011 - 2013	Julio 1, 2014

Se permite la aplicación anticipada de estas normas nuevas y revisadas.

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 posteriormente en octubre del 2010 para incluir los requisitos para la clasificación y medición de pasivos financieros, así como su baja en los estados financieros, y en noviembre del 2013, incluyó nuevos requisitos para la contabilidad de cobertura general. En julio del 2014, se emitió otra versión revisada de la NIIF 9, principalmente para incluir lo siguiente:

- Requerimientos de deterioro para activos financieros y,
- Modificaciones limitadas a los requisitos de clasificación y medición al introducir una categoría de medición a “valor razonable con cambios en otro resultado integral”, para ciertos instrumentos deudores simples.

Requisitos claves de la NIIF 9:

- Todos 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. Específicamente, los instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea el de recaudar los flujos de efectivo contractuales, y que tengan flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente por lo general se miden al costo amortizado al final de los períodos contables posteriores. Los instrumentos de deuda mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo se cumpla tanto al recaudar los flujos de efectivo contractuales como por la venta de activos financieros, y que tengan términos contractuales del activo financiero que dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que solo constituyen pagos de capital e intereses sobre el importe del principal pendiente, son medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Todas las otras inversiones de deuda y de patrimonio se miden a sus valores razonables al final de los períodos contables posteriores. Además, bajo la NIIF 9, las entidades pueden hacer una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de patrimonio (no mantenida para negociar) en otro resultado integral, y solo con el ingreso por dividendos generalmente reconocido en el resultado del período.
- En la medición de los pasivos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados, la NIIF 9 requiere que el importe generado por 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 al resultado del período. Según la NIC 39, la totalidad del importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambios en resultados se presenta en el resultado del período.

La Administración de la Compañía prevé que la aplicación de la NIIF 9 en el futuro no va a tener un impacto significativo 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 11 Contabilización de adquisiciones de intereses en Operaciones Conjuntas

Las modificaciones a la NIIF 11 proporcionan lineamientos para determinar cómo contabilizar la adquisición de una operación conjunta que constituya un negocio, según la definición de la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. Específicamente, las modificaciones establecen que deberían aplicarse los principios relevantes de contabilidad de combinaciones de negocios de la NIIF 3 y de otras normas (por ejemplo, NIC 36 Deterioro de Activos, con respecto a la prueba de deterioro de una unidad generadora de efectivo a la que se ha distribuido la plusvalía en una adquisición de una operación conjunta). Deben utilizarse los mismos requisitos para la formación de una operación conjunta si, y solo si, un negocio existente es aportado a la operación conjunta por una de las partes que participa en ella.

También se requiere a un operador conjunto, revelar la información relevante solicitada por la NIIF 3 y otras normas de combinación de negocios.

Las modificaciones a la NIIF 11 se aplican de manera prospectiva, para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 o posteriormente. La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro pueda tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 aclaración de los métodos aceptables de depreciación y amortización

Las modificaciones a la NIC 16 les prohíben a las entidades utilizar un método de depreciación para partidas de propiedad, planta y equipo basado en el ingreso. Mientras que las modificaciones a la NIC 38 introducen la presunción rebatible de que el ingreso no es un principio apropiado para la amortización de un activo intangible. Esta presunción solo puede ser rebatida en las dos siguientes circunstancias:

- Cuando el activo intangible es expresado como medida de ingreso o;
- Cuando se pueda demostrar que un ingreso y el consumo de beneficios económicos del activo intangible se encuentran estrechamente relacionados.

Las modificaciones se aplican prospectivamente para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 o posteriormente. En la actualidad, la Compañía usa el método de línea recta para la depreciación de sus propiedades y equipo, mientras que las inversiones de exploración y producción se amortizan de acuerdo al método mencionado en el numeral 2.7.2.1.

La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones a la NIC 16 y la NIC 38 en el futuro puede tener un impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos y sus revelaciones. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

NIIF 15 Ingresos Procedentes de contratos con los clientes

En mayo del 2014 se emitió la NIIF 15, que establece un modelo extenso y detallado que deben utilizar las entidades en el registro y reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con

clientes. La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 Ingresos, la NIC 11 Contratos de Construcción y las interpretaciones respectivas en la fecha en que entre en vigencia.

El principio fundamental de la NIIF 15 es que una entidad debería reconocer el ingreso que representa la transferencia de bienes o servicios establecidos contractualmente a los clientes, en un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de bienes o servicios. Específicamente, la norma añade un modelo de 5 pasos para contabilizar el ingreso:

Paso 1: identificar el contrato con los clientes.

Paso 2: identificar las obligaciones de ejecución en el contrato.

Paso 3: determinar el precio de la transacción.

Paso 4: distribuir el precio de transacción a las obligaciones de ejecución en el contrato.

Paso 5: reconocer el ingreso cuando (o en la medida que) la entidad satisfaga la obligación.

Según la NIIF 15, una entidad contabiliza un ingreso cuando (o en la medida que) se satisfaga una obligación de ejecución, es decir, cuando el "control" de los bienes y servicios relacionados con una obligación de ejecución particular es transferido al cliente. Se han añadido muchos más lineamientos detallados en la NIIF 15 para poder analizar situaciones específicas. Además, la NIIF 15 requiere amplias revelaciones.

La Administración de la Compañía prevé que la aplicación de la NIIF 15 en el futuro puede tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos y sus revelaciones. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2010 - 2012

Las mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2010-2012 incluyen algunos cambios a varias NIIF que se encuentran resumidas a continuación:

- Las modificaciones a las bases para las conclusiones de la NIIF 13 aclaran que la emisión de esta norma y las modificaciones posteriores a la NIC 39 y a la NIIF 9 no suprimen la capacidad de medir las cuentas por cobrar y por pagar a corto plazo sin tasa de interés establecida, a los importes de las facturas sin descontar, cuando el efecto de descontar no sea significativo. En vista de que las modificaciones no contienen ninguna fecha para entrar en vigencia, se considera que deben entrar en vigencia de inmediato.
- Las modificaciones a la NIC 16 y la NIC 38 eliminan ciertas inconsistencias en la contabilidad de depreciación y/o amortización acumulada cuando se reevalúa una partida de propiedad, planta y equipo o un activo intangible. Las normas modificadas clarifican que el importe en libros bruto se ajusta consistentemente con la revaluación del importe en libros del activo y que la amortización y/o depreciación acumulada es la diferencia entre el importe bruto en libros y el importe del activo, luego de considerar las pérdidas por deterioro acumuladas.

La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro puede tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2011 - 2013

Las mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2011 - 2013 incluyen algunas modificaciones a varias NIIF que se encuentran resumidas a continuación.

- Las modificaciones a la NIIF 3 clarifican que esta norma no aplica a la contabilización de formación de todo tipo de acuerdo conjunto en los estados financieros de dicho acuerdo conjunto.
- Las modificaciones a la NIC 40 aclaran que la NIC 40 y la NIIF 3 no son mutuamente excluyentes y, la aplicación de ambas normas puede ser requerida. Por lo tanto, una entidad que adquiriera una propiedad de inversión debe determinar si:
 - a) El inmueble cumple con la definición de propiedad de inversión establecida en la NIC 40 y,
 - b) La transacción cumple con la definición de combinación de negocios según la NIIF 3.

La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro puede tener un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

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.

Al 31 de diciembre del 2014 y 2013, la Administración de la Compañía considera que los activos a largo plazo no requieren ajuste 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.

- 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 7.25% (10% para el año 2013).

4. BANCOS

Un resumen de bancos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Depósitos en efectivo y equivalentes de efectivo de los Consorcios	3,831,596	3,318,317
Depósitos en cuentas corrientes propias	<u>2,576,444</u>	<u>1,006,960</u>
Total	<u>6,408,040</u>	<u>4,325,277</u>

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Un resumen de cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	... Diciembre 31, ... <u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Corrientes:		
Deudores comunes y total (1)	<u>10,102,381</u>	<u>4,904,411</u>
No corrientes:		
Deudores comunes	62,550	53,848
Provisión de cobro dudoso	<u>(62,550)</u>	<u>(53,848)</u>
Total	<u> -</u>	<u> -</u>

(1) Corresponde a saldos por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos por los servicios prestados de acuerdo con el contrato firmado con el estado ecuatoriano (Ver Nota 1).

6. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Un resumen de otras cuentas por cobrar es como sigue:

	... Diciembre 31, ... <u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 12.1)	732,332	
Créditos fiscales (Nota 12.1)	363,156	28,445
Gastos pagados por adelantado	314,156	11,264
Anticipos a proveedores	147,781	136,846
Depósitos entregados en garantía	39,823	511
Préstamos al personal	2,320	10,268
Anticipo impuesto a las ganancias		7,616
Diversos	<u> -</u>	<u>41,021</u>
Total	<u>1,599,568</u>	<u>235,971</u>
No corrientes:		
Impuesto a las ganancias diferido (Nota 12.4)	929,576	1,661,176
Créditos fiscales (Nota 12.1)	<u>872,776</u>	<u>872,776</u>
Total	<u>1,802,352</u>	<u>2,533,952</u>

7. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Corrientes:		
Materiales en almacenes y total	<u>2,591,992</u>	<u>2,205,695</u>
No corrientes:		
Petróleo crudo (1)	98,350	98,350
Materiales en almacenes	455,262	204,081
Provisión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	<u>(455,262)</u>	<u>(204,081)</u>
Total	<u>98,350</u>	<u>98,350</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.

8. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Un resumen de propiedad, planta y equipo es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones en exploración, desarrollo y producción	25,029,519	26,698,841
Propiedades y equipo	<u>416,854</u>	<u>476,247</u>
Total	<u>25,446,373</u>	<u>27,175,088</u>

Un detalle de inversiones en exploración, desarrollo y producción es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	69,265,471	60,801,746
Proyectos en curso	1,022,128	2,717,281
Amortización acumulada	<u>(55,128,536)</u>	<u>(45,053,313)</u>
Subtotal	15,159,063	18,465,714
Inversiones de exploración	<u>9,870,456</u>	<u>8,233,127</u>
Total	<u>25,029,519</u>	<u>26,698,841</u>

Los movimientos de propiedad, planta y equipo fueron como sigue:

Diciembre 31,
2013

Diciembre 31, 2014

<u>Concepto</u>	<u>Costo</u>			<u>Depreciación</u>			<u>Neto resultante</u>	
	<u>Valor al inicio del año</u>	<u>Aumentos</u>	<u>Bajas</u>	<u>Valor al cierre del año</u>	<u>Acumulada al inicio del año</u>	<u>Del año</u>		<u>Acumulad al cierre del año</u>
Pozos y equipos de explotación de petróleo y gas	71,752,154	14,536,907	(6,131,006)	80,158,055	45,053,313	10,075,223	55,128,536	26,698,841
Muebles y útiles	989,725	117,536		1,107,261	706,875	123,678	830,553	282,852
Rodados o vehículos	421,267	15,584		436,851	227,872	68,833	296,705	193,395
Total 31-12-14	73,163,146	14,670,027	(6,131,006)	81,702,167	45,988,060	10,267,734	56,255,794	25,446,373
Total 31-12-13	62,503,541	10,021,398	638,207	73,163,146	38,433,316	7,554,744	45,988,060	27,175,088

8.1. Amortización - Las reservas probadas desarrolladas obtenidas de los informes de reservas certificadas al 31 de diciembre del 2013 y 2012, de los campos 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 producción de hidrocarburos, para los años 2014 y 2013, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Campo</u>	<u>Reservas probadas desarrolladas</u> <u>Diciembre 31,</u>		<u>Volumen de producción</u> <u>Diciembre 31,</u>	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo	<u>6,219,000</u>	<u>7,578,000</u>	<u>972,573</u>	<u>1,012,692</u>
Palanda Yuca Sur	<u>1,983,000</u>	<u>4,815,000 (1)</u>	<u>456,863</u>	<u>515,471</u>

(1) Incluye las reservas del campo SAMI por 1,645,000 barriles de petróleo crudo, incorporadas en el mes de febrero del 2013.

8.2. Nuevas perforaciones Consorcio Palanda Yuca - Sur

En el presupuesto de inversiones del Consorcio Palanda Yuca Sur para el año 2014 aprobado por la Secretaría de Hidrocarburos el 9 de abril del 2014, se contempló la perforación de cuatro nuevos pozos, tres de desarrollo y uno de exploración. Las actividades de perforación que se ejecutaron durante el año 2014, fueron las siguientes:

Pozos perforados en el área Yuca Sur:

- Yuca Sur 9 (pozo de desarrollo) - La perforación del pozo inició y finalizó en el mes de julio del 2014, la producción promedio real fue de 335 barriles diarios e inició el 25 de septiembre del 2014.
- Yuca Sur 8 (pozo de desarrollo) - La perforación del pozo inició el 29 de julio y terminó el 21 de agosto del 2014, la producción promedio real fue de 628 barriles diarios e inició el 15 de octubre del 2014.

Pozos perforados en el área Llumpak:

- Llumpak 1 (pozo exploratorio) - La perforación del pozo inició y terminó en septiembre de 2014. Posteriormente se efectuó un proceso de completación para evaluar las zonas de mejor potencial petrofísico que incluyó pruebas de producción en el subsuelo.

El comportamiento del pozo desde el mes de septiembre hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos fue el siguiente:

- Disminución de la producción en un 57%, de 472 bppd a 201 bppd.
- Incremento del corte de agua de 10% a 58%

- Llumpak 2 (pozo exploratorio) - La perforación del pozo inició el 7 de octubre de 2014 y terminó el 1 de noviembre del mismo año. Posteriormente se efectuó un proceso de completación para evaluar las zonas de mejor potencial petrofísico, que incluyó pruebas de producción en el subsuelo.

El comportamiento del pozo desde el mes de noviembre hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos fue el siguiente:

- Disminución de la producción en un 81%, de 418 bppd a 78 bppd.
- El corte de agua se mantiene estable en 8%.

La Administración determinó que el proyecto de exploración realizado en el área Llumpak fue no exitoso considerando el Informe de Reservas Certificadas al 31 de diciembre del 2014 que estima 144 mil barriles de reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo para dicha área y por lo tanto, con este nivel de reservas se considera que no es posible recuperar la totalidad de las inversiones realizadas por el Consorcio Petrolero Palanda Yuca Sur (donde la Compañía participa en un 50%) en los pozos Llumpak 1 y Llumpak 2 ni presentar un plan de desarrollo ante la Secretaría de Hidrocarburos. Al 31 de diciembre del 2014, la Compañía ha reconocido una baja de las inversiones no exitosas por US\$6.1 millones y determinó un valor de recuperación en función de las referidas reservas certificadas por US\$936 mil que se presenta como parte de las inversiones de exploración.

9. DEUDAS COMERCIALES

Un resumen de deudas comerciales es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Corrientes:		
Proveedores y total (1)	<u>3,782,340</u>	<u>1,939,884</u>
No Corrientes:		
Proveedores y total (2)	<u>618,381</u>	<u>618,296</u>

- (1) Corresponde a los valores pendientes de pago por la compra de bienes y servicios relacionados con las operaciones petroleras de la Compañía.
- (2) Corresponde a valores pendientes de pago a EP Petroecuador relacionados con el Diferencial de Calidad y servicio de Transporte Sote y Roda del anterior contrato.

10. PRÉSTAMOS

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Corrientes:		
Préstamos bancarios y total (1)	<u>5,176,858</u>	<u>6,596,907</u>
No corrientes:		
Préstamos bancarios y total (1)	<u>4,499,300</u>	<u>-----</u>

- (1) El 6 de enero del 2014, la Compañía adquirió un préstamo dividido en dos tramos con el Banco ITAÚ UNIBANCO S.A. (Estados Unidos), el tramo A por US\$5.4 millones para el pago de dividendos y el tramo B por US\$7.6 millones para el desarrollo de actividades de inversión petrolera, ambos con vencimiento en julio del 2016 y con una tasa de interés efectiva del 7.25%. Al 31 de diciembre del 2013, corresponde a una obligación bancaria con Ebna Bank que fue subrogada por su Casa Matriz (Ver Nota 17.3).

11. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Participación laboral	2,227,536	3,950,013
Beneficios sociales	<u>574,198</u>	<u>462,921</u>
Total	<u>2,801,734</u>	<u>4,412,034</u>

- 11.1 Participación laboral - Consorcios** - Debido a que la Compañía no tiene trabajadores, no corresponde constituir provisiones por este concepto. Sin embargo, la participación a los empleados 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 laboral fueron como sigue:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	3,950,013	3,431,684
Provisión del año	2,227,536	3,950,013
Pagos efectuados	<u>(3,950,013)</u>	<u>(3,431,684)</u>
Saldos al fin del año	<u>2,227,536</u>	<u>3,950,013</u>

12. CARGAS FISCALES

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

	... Diciembre 31,...	
	2014	2013
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos por impuestos corrientes y no corrientes (Nota 6):</i>		
<i>Créditos fiscales:</i>		
Impuesto al Valor Agregado - IVA contrato anterior (1)	872,776	872,776
Impuesto al Valor Agregado - IVA	363,156	28,445
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 12.3)	732,332	
Anticipo de impuesto a la renta		6,392
Retenciones en la fuente de IVA		<u>1,224</u>
Total	<u>1,968,264</u>	<u>908,837</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto a las ganancias a pagar (Nota 12.3)	1,362,106	2,559,503
Retenciones y percepciones	460,369	35
Impuesto al Valor Agregado - IVA	<u>56,335</u>	<u>831,608</u>
Total	<u>1,878,810</u>	<u>3,391,146</u>

(1) Impuesto al Valor Agregado no corriente - IVA contrato anterior - 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 ha definido un mecanismo de liquidación.

12.2 *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 y del 12% sobre las utilidades sujetas a capitalización. Una reconciliación entre la utilidad (pérdida) según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente del período, es como sigue:

	... Diciembre 31, 2014 Diciembre 31, ...	
	Consortio Petrosud Petroriva	Consortio Palanda Yuca Sur	Cuentas propias (en U.S. dólares)	2014	2013
				Total	Total
Utilidad (pérdida) según estados financieros consorciales	12,622,704	(2,347,371)		10,275,333	22,383,404
Ajustes NIIF			(1,828,064)	(1,828,064)	(5,239,263)
Utilidad (pérdida) según estados financieros consorciales y de la Compañía	12,622,704	(2,347,371)	(1,828,064)	8,447,269	17,144,141
Gastos no deducibles	1,642,540	829,845	1,828,064	4,300,449	6,901,139
Ajuste por precios de transferencia	66,146	29,440		95,586	163,200
Utilidad gravable (pérdida tributaria)	<u>14,331,390</u>	<u>(1,488,086)</u>	<u>-</u>	<u>12,843,304</u>	<u>24,208,480</u>
Impuesto a la renta corriente cargado a resultados (1)	3,152,906			3,152,906	5,325,866
Pago de impuesto a la renta de años anteriores (2)	<u>111,471</u>			<u>111,471</u>	
Total (Nota 19)	<u>3,264,378</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3,264,378</u>	<u>5,325,866</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.

(2) Representa el pago de impuesto a la renta adicional realizado por el Consorcio Petrosud Petroriva conforme a lo establecido en el acta de determinación emitida por el Servicio de Rentas Internas - SRI del año 2009.

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 2011 al 2014.

12.3 Movimiento de la provisión (crédito tributario) para impuesto a la renta - Los movimientos de la provisión (crédito tributario) para impuesto a la renta fueron como sigue:

	... Diciembre 31, 2014 Diciembre 31, ...	
	Consortio Petrosud Petroriva	Consortio Palanda Yuca Sur	(en U.S. dólares)	
			Total	Total
Saldos al comienzo del año	1,757,936	801,567	2,559,503	2,257,432
Provisión	3,264,378		3,264,378	5,325,866
Pagos efectuados	<u>(3,660,208)</u>	<u>(1,533,899)</u>	<u>(5,194,107)</u>	<u>(5,023,795)</u>
Saldos al fin del año	<u>1,362,106</u>	<u>(732,332)</u>	<u>629,774</u>	<u>2,559,503</u>

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

12.4 Impuesto a las ganancias diferido - Los estados financieros reflejan el impacto de impuestos anticipados sobre los ingresos gravables o deducciones incluidas en el balance general como diferencias temporarias. Estas diferencias temporarias reflejan las discrepancias entre las bases en activos y pasivos del balance general de la Compañía y regulado por impuestos usando cambios promulgados de impuestos.

Un detalle del beneficio a la renta diferido a largo plazo es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	2014	2013
	(en U.S. dólares)	
Beneficio (Nota 6)	<u>929,576</u>	<u>1,661,176</u>

Los efectos del beneficio que surgieron de la existencia de diferencias temporarias son como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	2014	2013
	(en U.S. dólares)	
Provisión para taponamiento de pozos	497,951	420,779
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	192,886	944,854
Provisión por indemnización por años de servicios	95,150	160,185
Provisión por obsolescencia de inventario	71,374	44,898
Inventarios (sublevante)	62,939	94,979
Propiedades y equipo neto	7,680	7,680
Provisión para cuentas dudosas	4,587	4,587
Baja de inventarios de crudo	3,122	4,851
Valoración stock de crudo	<u>(6,113)</u>	<u>(21,637)</u>
Total beneficio	<u>929,576</u>	<u>1,661,176</u>

ESPACIO EN BLANCO

Los movimientos de activos (pasivos) por impuestos diferidos fueron como sigue:

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en resultados		Saldos al fin del año
		Bajas	Efecto del año	
		... (en U.S. dólares) ...		
Año 2014				
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	944,854	(778,500)	26,532	192,886
Propiedades y equipo neto	7,680			7,680
Valoración stock de crudo	(21,637)	15,524		(6,113)
Provisión para taponamiento de pozos	420,779	79	77,093	497,951
Provisión para cuentas dudosas	4,587			4,587
Provisión por obsolescencia de inventario	44,898	(15,309)	41,785	71,374
Baja de inventarios de crudo	4,851	(1,729)		3,122
Provisión por indemnización por años de servicios	160,185	(81,235)	16,200	95,150
Inventario (sublevante)	<u>94,979</u>	<u>(32,040)</u>	<u>—</u>	<u>62,939</u>
Total	<u>1,661,176</u>	<u>(893,210)*</u>	<u>161,610</u>	<u>929,576</u>

* La Administración de la Compañía, registró la baja de los activos por impuestos diferidos del Consorcio Palanda Yuca Sur, considerando que estima que a la fecha de terminación del contrato en el año 2019 no obtendrán una utilidad gravable para deducirse los referidos beneficios.

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados	Saldos al fin del año		
				... (en U.S. dólares) ...	
				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		
Inventario (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>		

12.5 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>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	8,447,269	17,144,141
Gasto de impuesto a la renta (1)	2,776,995	3,771,711
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	843,073	1,152,638
Gastos no deducibles	375,910	365,613
Otras	<u> </u>	<u>(919,769)</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados (Ver Nota 19)	<u>3,995,978</u>	<u>4,370,193</u>
Tasa efectiva de impuestos	<u>47%</u>	<u>25%</u>

(1) Para el año 2014, el Consorcio Palanda Yuca Sur no generó utilidad gravable.

12.6 Aspectos Tributarios

Ley Orgánica de Incentivos a la Producción y Prevención del Fraude Fiscal - Con fecha 29 de diciembre del 2014, se promulgó la Ley Orgánica de Incentivos a la Producción y Prevención del Fraude Fiscal la misma que incluye entre otros aspectos tributarios los siguientes:

Deducibilidad de gastos

- Se establece una deducción del 150% adicional por un período de dos años sobre las remuneraciones y aportes que se realice al IESS para el caso de adultos mayores y migrantes mayores de 40 años que hayan retornado al país.
- Se eliminan las condiciones que actualmente dispone la Ley de Régimen Tributario Interno para la eliminación de los créditos incobrables y se establece que las mismas se determinarán vía Reglamento.
- Se permite el reconocimiento de activos y pasivos por impuestos diferidos, determinando que el Reglamento establecerá los casos y condiciones. Las normas tributarias prevalecerán sobre las contables y financieras.
- Vía reglamento se establecerán los límites para la deducibilidad de gastos de regalías, servicios técnicos, administrativos y de consultoría en general, efectuado entre partes relacionadas.

Tarifa de impuestos a la renta

- Se introducen reformas a la tarifa del Impuesto a la Renta para sociedades, estableciendo como tarifa general del Impuesto a la Renta el 22%, no obstante la tarifa impositiva se incrementa al 25% sobre la proporción de la base imponible que corresponda a la participación directa o indirecta de socios, accionistas, beneficiarios o similares, que sean residentes en paraísos fiscales o regímenes de menor imposición. Si dicha participación excede del 50% la tarifa aplicable para la sociedad será del 25%.

- Los beneficiarios de utilidades o dividendos que se paguen o acrediten al exterior pagarán la tarifa general prevista para sociedades previa la deducción de los créditos tributarios a los que tenga derecho.

Impuesto a la Salida de Divisas

- Los pagos efectuados al exterior por créditos obtenidos por entidades ecuatorianas, estarán exentos únicamente respecto de aquellos créditos para financiar segmentos definidos por el Comité de Política Tributaria.
- Se establece como hecho generador del ISD cualquier mecanismo de extinción de obligaciones cuando las operaciones se realicen hacia el exterior.

13. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

De conformidad con disposiciones legales vigentes, los contribuyentes sujetos al impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas definidas para efectos tributarios, 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 2014, los Consorcios (donde la Compañía participa en un 50%) determinaron y registraron un ajuste por US\$96 mil para la liquidación del impuesto a la renta del año 2014 (Ver Nota 12.2).

14. OTROS PASIVOS

	<u>2014</u> (en U.S. dólares)	<u>2013</u>
Corrientes:		
Dividendos por pagar y total	<u>2,000</u>	<u>-</u>
No corrientes:		
Pasivos por beneficios definidos y total	<u>1,064,505</u>	<u>910,140</u>

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Provisión por indemnización por años de servicio	859,038	728,112
Bonificación por desahucio	<u>205,467</u>	<u>182,028</u>
Total	<u>1,064,505</u>	<u>910,140</u>

14.1 Provisión por indemnización por años de servicio - Representa la provisión para el pago de las indemnizaciones laborales a los empleados cuando la Compañía finalice el plazo 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 por indemnización por años de servicios, fueron como sigue:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	728,112	682,158
Costo de servicio	104,361	133,696
Interés neto	50,968	47,822
Beneficios pagados	(9,863)	
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(14,540)</u>	<u>(135,564)</u>
Saldos al fin del año	<u>859,038</u>	<u>728,112</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>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	182,028	160,994
Costo de servicio	68,702	42,068
Interés neto	12,560	11,269
Beneficios pagados	(5,912)	
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	(5,451)	
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(46,460)</u>	<u>(32,303)</u>
Saldos al fin del año	<u>205,467</u>	<u>182,028</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 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%)	77,701	18,554
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	11%	11%
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	(68,894)	(16,454)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	-50%	-50%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	80,498	19,222
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	12%	12%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(71,734)	(17,133)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	-50%	-50%

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 produzca 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:

	<u>2014</u> %	<u>2013</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>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Costo de servicio	173,063	175,764
Interés neto	63,528	59,091
Ganancia actuarial y efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas reconocidas en resultados	<u>(51,911)</u>	<u>(32,303)</u>
Subtotal costo de beneficios definidos reconocido en resultados	<u>184,680</u>	<u>202,552</u>
Nuevas mediciones:		
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia y subtotal efecto de beneficios definidos reconocido en otro resultado integral	<u>(14,540)</u>	<u>(135,564)</u>
Total	<u>170,140</u>	<u>66,988</u>

15. PROVISIONES

Constituye principalmente una estimación efectuada por la Administración de la Compañía para taponamiento de pozos, en base a un estudio realizado por especialistas técnicos de la misma, considerando la política establecida por los accionistas al respecto. Los costos futuros fueron descontados a una tasa del 7.25% (10% para el año 2013).

Un resumen de los movimientos de la provisión para taponamiento de pozos es como sigue:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	3,442,736	1,143,304
Adiciones por pozos perforados	473,155	113,485
Actualización de la provisión	344,640	
Ajuste por cambios en estimación contable		2,321,345
Ajuste cambio en la tasa de descuento	347,888	
Otros		<u>(135,398)</u>
Saldos al fin del año	<u>4,608,419</u>	<u>3,442,736</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 en las tasas de interés** - La Compañía se encuentra expuesta a riesgos en la tasa de interés debido a que la Compañía toma dinero en préstamo a tasas de interés fijas. El riesgo es manejado por la Compañía evaluando periódicamente la volatilidad de las tasas de interés en el mercado y determinar acciones inmediatas en el caso de que ameriten.
- 16.3 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.
- 16.4 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 Casa Matriz y bancarios, monitoreando continuamente los flujos efectivos proyectados y reales y conciliando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.
- 16.5 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 su Casa Matriz 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.
- 16.6 Categorías de los instrumentos financieros** - Un detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por la Compañía es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos financieros:</i>		
Costo amortizado:		
Bancos (Nota 4)	6,408,040	4,325,227
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 5)	<u>10,102,381</u>	<u>4,904,411</u>
Total	<u>16,510,421</u>	<u>9,229,638</u>

... Diciembre 31, ...
2014 2013
(en U.S. dólares)

Pasivos financieros:

Costo amortizado:

Deudas comerciales (Nota 9)	4,400,721	2,558,180
Préstamos (Nota 10)	<u>9,676,158</u>	<u>6,596,907</u>

Total	<u>14,076,879</u>	<u>9,155,087</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 Aporte para futuras capitalizaciones** - Según actas de Junta de Accionistas efectuadas en abril, julio y octubre del 2014, Dutmy S.A. subrogará cuotas de capital e intereses del préstamo que la Compañía mantiene con el Banco ITAÚ UNIBANCO S.A. antes de las fechas de vencimiento de cada cuota. Adicionalmente con fecha 6 de enero del 2014, Dutmy S.A. subrogó el préstamo que la Compañía mantenía con Ebna Bank por US\$6,602,075. De acuerdo a la decisión de la Junta de Accionistas, las cuotas subrogadas se destinarán como aportes para su capitalización. Dicha decisión no podrá ser revertida en juntas de accionistas futuras. Al 31 de diciembre del 2014, se ha realizado la subrogación del pago del préstamo con Ebna Bank por US\$6,602,075, el pago de la primera cuota de intereses de Banco ITAU UNIBANCO S.A. por US\$98,963 mil y el pago de la segunda, tercera y cuarta cuota de capital e intereses por US\$2,136,231 los cuales se registraron como aporte para futuras capitalizaciones en el patrimonio.
- 17.4 Utilidades retenidas** - Un resumen de las utilidades retenidas es como sigue:

... Diciembre 31, ...
2014 2013
(en U.S. dólares)

Utilidades retenidas - distribuibles	14,979,265	20,367,426
Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF	<u>(1,204,824)</u>	<u>(1,204,824)</u>
Total	<u>13,774,441</u>	<u>19,162,602</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 de las NIIF - Corresponde a los valores resultantes de las diferencias originadas entre las políticas contables de acuerdo a NIIF de la Compañía y los principios contables anteriores aplicables en el Ecuador (PCGA). El saldo deudor podrá ser absorbido por los resultados acumulados y los del último ejercicio económico concluido, si los hubiere

17.5 Dividendos - Durante el 2014, la Compañía canceló US\$9.9 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2013 a Dutmy S.A. En el año 2013, se canceló dividendos por US\$7.5 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2012 a Petróleos Serenity S.A.

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 sujetos a retención para efectos del impuesto a la renta.

18. COSTOS Y GASTOS POR SU NATURALEZA

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

ESPACIO EN BLANCO

<u>Rubros</u>	... 2014, ...			<u>Total</u>
	<u>Costo de producción</u>	<u>Gastos de exploración</u>	<u>Gastos de administración</u>	
Depreciación de propiedad, planta y equipo	10,117,702		150,032	10,267,734
Pozos no exitosos	1,836,523	6,131,006	476,206	6,131,006
Sueldos y jornales	60,000			60,000
Energía	1,949,809		4,373	1,954,182
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	1,152,281		65,314	1,217,595
Servicios de terceros	243,640		180,292	423,932
Contribuciones sociales	373,294		82,521	455,815
Impuestos, tasas y contribuciones	190,023		601,516	791,539
Honorarios y retribuciones por servicios	304,636		72,523	377,159
Movilidad	437,638		160	437,798
Seguros	353,673			353,673
Conservación del medio ambiente	2,347,291		58,213	2,405,504
Alquileres	1,826,614		771,927	2,598,541
Gastos relacionados con el personal	175,055			175,055
Fletes de materiales y productos terminados	2,533,740		415	2,534,155
Combustibles y lubricantes	54,541			54,541
Comunicaciones	50,530			50,530
Aditivos y colorantes			26,064	26,064
Publicidad y propaganda			789	789
Cuotas institucionales			100,673	100,673
Diversos	90,614			90,614
Total al 31-12-14	24,097,604	6,131,006	2,591,018	32,828,331
Total al 31-12-13	26,335,805	-	2,244,847	28,580,652

19. OTROS RUBROS DEL ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Otros ingresos (egresos), netos		
Diferencia de precio en recuperaciones (1)	2,015,809	(891,072)
Diversos	<u>(342)</u>	<u>(182,628)</u>
Total	<u>2,015,467</u>	<u>(1,073,700)</u>
Impuesto a las ganancias		
Gasto impuesto a las ganancias corriente (Nota 12.2)	3,264,378	5,325,866
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias diferido (Nota 12.4)	<u>731,600</u>	<u>(955,673)</u>
Total	<u>3,995,978</u>	<u>4,370,193</u>

(1) ***Diferencial de precio en recuperaciones*** - 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.

20. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

La controladora es Dutmy S.A. (Petróleos Serenity S.A. para el año 2013), compañía domiciliada en Uruguay.

20.1. ***Transacciones comerciales*** - La Compañía realizó las siguientes transacciones con partes relacionadas:

Los saldos al 31 de diciembre de 2014 y 2013 por operaciones con partes relacionadas son los siguientes:

	Otras cuentas por pagar	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Dutmy S.A. y total	<u>2,000</u>	<u>—</u>

Las operaciones con sociedades relacionadas, durante los años 2014 y 2013 son las siguientes:

	Dividendos pagados	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Petróleos Serenity S.A.		7,500,010
Dutmy S.A.	<u>9,851,992</u>	
Total	<u>9,851,992</u>	<u>7,500,010</u>

Aportes futuras capitalizaciones
2014 2013
(en U.S. dólares)

Dutmy S.A. y total (Nota 17.3) 8,837,269 -

20.2. *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:

2014 2013
(en U.S. dólares)

Beneficios a corto plazo 338,140 477,041

21. PASIVOS CONTINGENTES Y ACTIVOS CONTINGENTES

21.1 *Pasivos Contingentes* - Al 31 de diciembre del 2014, 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 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. El Servicio de Rentas Internas ha fiscalizado los Consorcios hasta el año 2009 y no existe ningún valor pendiente de pago por parte de los Consorcios.

21.2 Activos Contingentes - Al 31 de diciembre del 2014, 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, el Consorcio presentó 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\$389,791 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 2014, 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>	Consortio <u>Palanda - Yuca Sur</u>
	... (en U.S. dólares) ...	
<i>Información financiera de los consorcios:</i>		
Total activos	45,574,471	52,879,168
Total pasivos	12,733,629	41,006,964
Ingresos	57,148,401	31,120,255
Costos y gastos de operación	38,208,804	35,815,002
<i>Participación proporcional</i>	50%	50%
Total activos	22,787,236	26,439,584
Total pasivos	6,366,815	20,503,482
Ingresos	28,574,201	15,560,128
Costos y gastos de operación	19,104,402	17,907,501

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. Saldos 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 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 6 del 2015) 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 2014 han sido aprobados por la Gerencia y serán presentados a los Accionistas y Junta Directiva para su aprobación. En opinión de la Gerencia, los estados financieros serán aprobados por los Accionistas y Junta Directiva sin modificaciones. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2013, fueron aprobados por los Accionistas y Junta Directiva sin modificaciones.

