

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015

<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
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
CINIIF	Interpretaciones del Comité de Normas Internacionales de Información Financiera
SRI	Servicio de Rentas Internas
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
SH	Secretaría de Hidrocarburos
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ex Dirección Nacional de Hidrocarburos)
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 2015 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. Al 31 de diciembre del 2015, los efectos de esta situación son los de subvaluar las inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en US\$984 mil, sobrevaluar otras cuentas por cobrar no corrientes (impuesto a las ganancias diferidos) en US\$260 mil, subvaluar las utilidades retenidas en US\$724 mil y sobrevaluar los resultados del año en US\$366 mil.

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 2015, 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).

Asunto de énfasis

Sin modificar nuestra opinión informamos que, tal como se explica con más detalle en la Nota 1 a los estados financieros adjuntos, de acuerdo a lo estipulado en el contrato de prestación de servicios firmado con el Estado Ecuatoriano, el pago a las contratistas depende del ingreso disponible del área del contrato, el cual se determina considerando la producción fiscalizada y el precio del petróleo menos ciertas deducciones; en caso de que el ingreso disponible no sea suficiente, el saldo se acumulará y cualquier diferencia acumulada que no haya sido pagada hasta la terminación del contrato se extinguirá. Durante el año 2015 y hasta la fecha de emisión de este informe, el precio internacional del barril de petróleo ha disminuido significativamente; por lo tanto, estas situaciones indican que los resultados y los flujos de operación futuros dependen de la evolución del precio del petróleo. En tal virtud, los estados financieros adjuntos deben ser leídos y analizados considerando estas circunstancias.



Quito, Marzo 2, 2016
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 2015**

<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
		(en U.S. dólares)	
ACTIVOS CORRIENTES:			
Bancos	4	6,658,700	6,408,040
Cuentas por cobrar comerciales	5	9,075,891	10,102,381
Otras cuentas por cobrar	6	2,028,712	1,599,568
Inventarios	7	<u>1,937,836</u>	<u>2,591,992</u>
Total activos corrientes		<u>19,701,139</u>	<u>20,701,981</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Otras cuentas por cobrar	6	872,776	1,802,352
Inventarios	7	98,350	98,350
Propiedad, planta y equipo	8	<u>13,188,898</u>	<u>25,446,373</u>
Total activos no corrientes		<u>14,160,024</u>	<u>27,347,075</u>
TOTAL		<u>33,861,163</u>	<u>48,049,056</u>

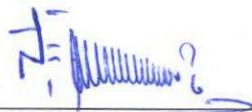
Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Gerente General

PASIVOS Y PATRIMONIO

	<u>Notas</u>	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
		(en U.S. dólares)	
PASIVOS CORRIENTES:			
Deudas comerciales	9	2,137,512	3,782,340
Préstamos	10		5,176,858
Remuneraciones y cargas sociales	11	2,065,272	2,801,734
Cargas fiscales	12	955,728	1,878,810
Otros pasivos	14	<u>2,000</u>	<u>2,000</u>
Total pasivos corrientes		<u>5,160,512</u>	<u>13,641,742</u>
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Deudas comerciales	9	618,381	618,381
Préstamos	10		4,499,300
Provisiones	15	5,071,571	4,608,419
Cargas fiscales no corrientes	12	425,560	
Otros pasivos	14	<u>1,021,303</u>	<u>1,064,505</u>
Total pasivos no corrientes		<u>7,136,815</u>	<u>10,790,605</u>
Total pasivos		<u>12,297,327</u>	<u>24,432,347</u>
PATRIMONIO:			
Capital social	17	669,999	669,999
Reserva legal		335,000	335,000
Reserva facultativa		4,465,833	
Aporte para futuras capitalizaciones		8,837,269	8,837,269
Resultados acumulados		<u>7,255,735</u>	<u>13,774,441</u>
Total patrimonio		<u>21,563,836</u>	<u>23,616,709</u>
TOTAL		<u>33,861,163</u>	<u>48,049,056</u>



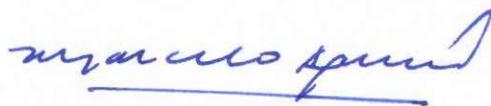
Jorge Naranjo
Contador General

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

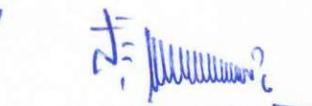
**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015**

		Año terminado	
	Notas	31/12/15	31/12/14
		(en U.S. dólares)	
INGRESOS		41,029,849	44,134,328
COSTOS	18	<u>(23,375,985)</u>	<u>(24,097,604)</u>
MARGEN BRUTO		17,653,864	20,036,724
Gastos de exploración	18	(256,311)	(6,131,006)
Gastos de administración	18	(1,729,106)	(2,591,018)
Gastos de comercialización	18	(2,147,792)	(8,703)
Otros gastos, neto	19	<u>(5,971,161)</u>	<u>(2,015,467)</u>
GANANCIA OPERATIVA		7,549,494	9,290,530
Resultados financieros y por tenencia:			
Generado por activos:			
Intereses generados por activos		52,437	151,064
Otros resultados financieros, netos		<u>(313,222)</u>	<u>(132,804)</u>
Generados por pasivos:			
Intereses		(286,086)	(510,923)
Otros resultados financieros, netos		<u>(398,958)</u>	<u>(350,598)</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS		6,603,665	8,447,269
Impuesto a las ganancias	19	<u>3,592,521</u>	<u>3,995,978</u>
UTILIDAD DEL AÑO		<u>3,011,144</u>	<u>4,451,291</u>
OTRO RESULTADO INTEGRAL			
<i>Partidas que no se reclasificarán posteriormente a resultados:</i>			
Nuevas mediciones de obligaciones por beneficios definidos	14	<u>185,983</u>	<u>14,540</u>
TOTAL RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		<u>3,197,127</u>	<u>4,465,831</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Gerente General



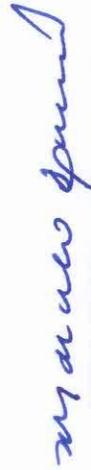
Jorge Naranjo
Contador General

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015**

	Capital social	Reserva legal	Reserva facultativa	Aporte para futuras capitalizaciones ...(en U.S. dólares)...	Utilidades retenidas		Total
					Adopción de NIIF	Distribuíbles	
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
Dividendos declarados							(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
Utilidad del año						3,011,144	3,011,144
Otro resultado integral						185,983	185,983
Transferencia			4,465,833			(4,465,833)	(4,465,833)
Dividendos declarados						(5,250,000)	(5,250,000)
Saldos al 31 de diciembre del 2015	669,999	335,000	4,465,833	8,837,269	(1,204,824)	8,460,559	21,563,836

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Gerente General



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 2015**

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
	(en U.S. dólares)	
FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad del año	3,011,144	4,451,291
AJUSTES PARA CONCILIAR LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Provisión para taponamiento de pozos	340,025	692,528
Depreciación de propiedad, planta y equipo	8,187,845	10,267,734
Deterioro de propiedad, planta y equipo	5,717,530	
Provisión cuentas incobrables	2,147,792	
Impuesto a las ganancias devengado	3,592,521	3,995,978
Intereses ganados y perdidos, netos	233,649	359,859
Valor residual de bajas de propiedad planta y equipo neto de provisiones	6,293	6,074,227
Pérdida por diferencia de precio en la recuperación de las cuentas por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos	293,016	2,015,809
Cambios en el capital de trabajo:		
Incremento en cuentas por cobrar comerciales	(1,414,318)	(7,213,779)
Disminución (incremento) en otras cuentas por cobrar	324,356	(631,265)
Disminución (incremento) en inventarios	654,156	(386,297)
Disminución en remuneraciones y cargas sociales	(736,461)	(1,610,300)
(Disminución) incremento en deudas comerciales	(1,644,824)	1,842,456
Disminución en cargas fiscales	(349,873)	(314,939)
Incremento en otros pasivos	142,778	168,905
Pago de intereses sobre préstamos	(390,703)	(34,796)
Pago de impuesto a las ganancias	<u>(2,810,594)</u>	<u>(5,194,107)</u>
Flujo neto de efectivo proveniente de actividades de operación	<u>17,304,332</u>	<u>14,483,304</u>
FLUJO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Adquisición de propiedad, planta y equipo	(1,531,069)	(14,140,093)
Cobro de intereses	52,437	151,064
Préstamos otorgados a Sociedades relacionadas	<u>(753,500)</u>	
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	<u>(2,232,132)</u>	<u>(13,989,029)</u>
Pasan...	15,072,200	494,275

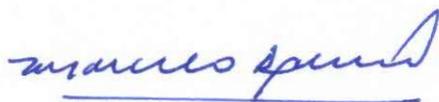
(Continúa...)

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO (Continuación...)
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015**

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
	(en U.S. dólares)	
	<u>Nota</u>	
Vienen...	15,072,200	494,275
FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTE DE (UTILIZADO EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Alta de préstamos		14,000,000
Pago de préstamos	(9,571,540)	(2,559,520)
Pago de dividendos	<u>(5,250,000)</u>	<u>(9,851,992)</u>
Flujo neto de efectivo proveniente de (utilizado en) actividades de financiación	<u>(14,821,540)</u>	<u>1,588,488</u>
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE BANCOS EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO	250,660 <u>6,408,040</u>	2,082,763 <u>4,325,277</u>
EFECTIVO AL FIN DEL AÑO	4 <u>6,658,700</u>	<u>6,408,040</u>
TRANSACCIONES QUE NO GENERARON MOVIMIENTO DE EFECTIVO:		
Incremento de provisión por taponamiento de pozos relacionado con pozos perforados	<u>-</u>	<u>473,155</u>
Aportes para futuras capitalizaciones mediante subrogación de deuda	<u>-</u>	<u>8,837,269</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 2015

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, quien a su vez es subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. de Argentina. 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, cuyo objeto principal es llevar a cabo y ejecutar todas las tareas de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur, de acuerdo con los contratos firmados entre el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos y las compañías socias que conforman los Consortios (en los que la Compañía participa con el 50%).

Situación actual - Durante el año 2015, el precio del barril de crudo ha disminuido constantemente situándose a la fecha de emisión de los estados financieros marzo 2 del 2016 en US\$34.66 y al cierre del año 2015 en US\$36.60. De acuerdo a lo estipulado en el contrato de prestación de servicios 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 fiscales siguientes. Adicionalmente, el contrato establece que cualquier diferencia, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría de Hidrocarburos a la terminación del Contrato se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago.

Debido a la reducción del precio internacional del petróleo, la Secretaría de Hidrocarburos no ha pagado la totalidad de las cuentas por cobrar generadas de la prestación de servicios. Al 31 de diciembre del 2015, el saldo pendiente de recuperación asciende a US\$11.8 millones (US\$6.4 millones de acumulación) y US\$11.4 millones (US\$6.7 millones de acumulación) en el Consorcio Petrosud - Petroriva y Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los cuales la Compañía participa con el 50%) respectivamente, sobre los cuales existe una incertidumbre de su recaudación total. En razón de estas situaciones, la Compañía reconoció una provisión de cobro dudoso a la Secretaría de Hidrocarburos por US\$2.1 millones y un deterioro de inversiones de exploración, desarrollo y producción por US\$5.7 millones.

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 que aplicaban los Consortios (en los cuales la Compañía participa con el 50%), debían 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 en la Secretaría de Hidrocarburos.

Los contratos de prestación de servicios 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 2015 fue de US\$32.95 y US\$29.44, respectivamente. Las referidas tarifas por barril neto para los Campos Palanda - Yuca Sur y Pindo por el año 2014 fueron de US\$32.89 y US\$29.38, 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. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia de ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación del contrato, 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 Modificadorio al Contrato de Prestación de Servicios - El 26 de mayo del 2014, se suscribió el contrato modificadorio 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 Secretaría de Hidrocarburos y las Compañías Serenity S.A y Dutmy S.A.; las Compañías Petrolamerec S.A., Fosforocomp S.A y Petroriva S.A.

Las modificaciones a los contratos establecen, lo siguiente:

Consortio Petrolero 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 Consortios (en donde la Compañía participa con el 50%) no han sido modificadas.

Actividades e Inversiones Estimadas de Exploración y Explotación - Considerando lo establecido en los contratos de prestación de servicios, los Consortios (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 de Hidrocarburos del referido cumplimiento.

Un resumen de los compromisos de los Consortios (en los que la Compañía participa con el 50%) y su cumplimiento, para el año 2015, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	Presupuesto <u>original (1)</u>	Presupuesto <u>no ejecutado</u>	Real <u>ejecutado</u>
	...(en miles de U.S. dólares)...		
Inversiones en facilidades y total	<u>3,184</u>	<u>1,463</u>	<u>1,721</u>

- (1) Mediante comunicaciones No. 303-CPPYS-2014 de 30 de septiembre de 2014 y No. 117-CPPYS-2015 del 1 de abril de 2015, el Consorcio Petrolero Palanda Yuca - Sur solicitó la aprobación del programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda Yuca - Sur a la Secretaría de Hidrocarburos; mediante comunicaciones No.SHE-2015-0473-OF de 29 de mayo del 2015, la Secretaría de Hidrocarburos aprueba el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda Yuca Sur, para el año 2015.

Mediante comunicación No. 441-CPPYS-2015 de 31 de diciembre del 2015, el Consorcio Petrolero Palanda Yuca Sur solicitó reformar el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones del Bloque Palanda - Yuca Sur, correspondiente al año 2015.

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	Presupuesto <u>original (2)</u>	Presupuesto <u>no ejecutado</u>	Real <u>ejecutado</u>
	...(en miles de U.S. dólares)...		
Inversiones en facilidades y total	<u>1,807</u>	<u>489</u>	<u>1,318</u>

- (2) Mediante comunicaciones No. 305-PSPR-2014 de 30 de septiembre de 2014 y No. 109-PSPR-2015 del 1 de abril de 2015, el Consorcio Petrosud - Petroriva solicitó la aprobación del programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo a la Secretaría de Hidrocarburos; mediante comunicaciones No.SHE-2015-0472-OF de 29 de mayo del 2015, la Secretaría de Hidrocarburos aprueba el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo para el año 2015.

Mediante comunicación No. 338-PSPR-2015 de 31 de diciembre del 2015, el Consorcio Petrosud - Petroriva, solicitó reformar el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones del Bloque Pindo, correspondiente al año 2015.

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. El costo histórico está basado generalmente en el valor razonable de la contraprestación entregada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o el valor pagado para transferir un pasivo entre participantes de un mercado en la fecha de valoración, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo que los participantes del mercado tomarían en cuenta al fijar el precio del activo o pasivo a la fecha de medición. 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 transacciones relacionadas a las operaciones de arrendamiento que están dentro del alcance de la NIC 17, y las mediciones que tiene 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: Insumos distintos a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente.

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

Los importes de las notas a los estados financieros están expresados en U.S. dólares, excepto cuando se especifique lo contrario.

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

2.4 Participación en operaciones conjuntas - Una operación conjunta es un acuerdo conjunto por el cual Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. y las partes que tienen control conjunto del acuerdo, tienen derecho a los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Cuando una Compañía lleva a cabo sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, la Compañía reconoce en relación con su participación en una operación conjunta:

- a) Sus activos, incluyendo su parte de los bienes comunes
- b) Sus pasivos, incluyendo su parte de los pasivos incurridos conjuntamente
- c) Sus ingresos, por la venta de su parte de la producción derivado de la operación conjunta.
- d) Sus gastos, incluyendo su parte de cualquier gasto que haya incurrido conjuntamente

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 financieros 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 - Representan depósitos de disponibilidad inmediata, en cuentas corrientes locales y del exterior.

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 Propiedad, 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 por 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 o 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 es 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 del Contrato; en el cual, 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 sísmica 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.

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 se reconoce un pasivo a largo plazo 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.

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).

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el valor en uso. Al estimar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados del valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo.

Si el importe recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) calculado es menor que su importe en libros, el importe en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable. Las pérdidas por deterioro de valor se reconocen inmediatamente en el resultado del período.

Cuando una pérdida por deterioro de valor es revertida posteriormente, el importe en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) aumenta al valor estimado revisado de su importe recuperable, de tal manera que el importe en libros incrementado no excede el importe en libros que se habría calculado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro de valor para dicho activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. El reverso de una pérdida por deterioro de valor es reconocido automáticamente en el resultado del período.

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

2.10.1 Impuesto corriente - Se basa en la utilidad gravable (tributaria) registrada durante el año. La utilidad gravable difiere de la utilidad contable, debido a las partidas de ingresos o gastos imponderables o deducibles y partidas que no serán gravables o deducibles. El pasivo de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%)

por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período.

2.10.2 Impuestos diferidos - Se reconoce sobre las diferencias temporarias determinadas entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y sus bases fiscales. Un pasivo por impuesto diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias temporarias imponibles. Un activo por impuesto diferido se reconoce por todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) dispongan de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

El importe en libros de un activo por impuestos diferidos debe someterse a revisión al final de cada período sobre el que se informe y se debe reducir, en la medida que estime probable que no dispondrá de suficiente utilidad gravable (tributaria), en el futuro, como para permitir que se recupere la totalidad o una parte del activo.

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, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que hayan sido aprobadas o prácticamente aprobadas al final del período que se informa.

La medición de los pasivos por impuestos diferidos y los activos por impuestos diferidos reflejará las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la entidad espera, al final del período sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

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

2.10.3 Impuestos corrientes y diferidos - Se reconocen como ingreso o gasto, y son incluidos en el resultado.

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 importe en libros representa el valor actual de dicho flujo de efectivo (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es material).

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. La referida provisión incluye los costos necesarios para el cierre, terminación o abandono parcial

o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por las actividades hidrocarburíferas.

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 le 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% de la utilidad contable 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%) (Ver Nota 11).

2.13 Reconocimiento de ingresos - Se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar.

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. Los referidos ingresos se reconocen cuando cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- a) El importe de los ingresos pueden medirse con fiabilidad.
- b) Es probable que la Compañía reciba los beneficios económicos asociados con la transacción.
- c) El grado de realización de la transacción, al final del período sobre el que se informa, puede ser medido con fiabilidad.
- d) Los costos incurridos en la transacción y los costos para completarla, pueden medirse con fiabilidad.

- 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** - Las ganancias o pérdidas 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 Instrumentos financieros** - Los activos y pasivos financieros se reconocen cuando la Compañía pasa a formar parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente al valor razonable. Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos a los activos y pasivos financieros designados al valor razonable con cambio en los resultados) se agregan o deducen del valor razonable de los activos o pasivos financieros, cuando sea apropiado, al momento del reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos o pasivos financieros designados al valor razonable con cambio en los resultados se reconocen de inmediato en el resultado del período.

- 2.17 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.

- 2.17.1 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.

2.17.2 Préstamos y cuentas por cobrar - Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no son cotizados en un mercado activo. Los préstamos y partidas por cobrar son medidos al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier deterioro de valor.

2.17.3 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.

2.17.4 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 habrían sido reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio se reconoce en el resultado del período.

2.18 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.

2.18.1 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.

2.18.2 Baja en cuentas de un pasivo financiero - La Compañía dará de baja en cuentas un pasivo financiero si, y solo si, 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.

2.19 Aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas que son mandatoriamente efectivas en el año actual

Las modificaciones a las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), y que son mandatoriamente efectivas a partir del 1 de enero del 2015 o posteriormente, no han tenido un efecto significativo.

ESPACIO EN BLANCO

2.20 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:

<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
NIIF 15	Ingresos procedentes de contratos con clientes	Enero 1, 2017
Modificaciones a la NIIF 11	Contabilización de adquisiciones de intereses en Operaciones Conjuntas	Enero 1, 2016
Modificaciones a la NIC 1	Iniciativas de revelación	Enero 1, 2016
Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 38	Clarificación de los métodos aceptables de depreciación y amortización	Enero 1, 2016
Modificaciones a las NIIF	Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014	Enero 1, 2016

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.

Los 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.
- Respecto al deterioro de activos financieros, la NIIF 9 establece un modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada, contrario al modelo de deterioro por pérdida crediticia incurrida, de conformidad con la NIC 39. El modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada requiere que una entidad contabilice las pérdidas crediticias esperadas y cambios en esas pérdidas crediticias esperadas en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial. En otras palabras, ya no es necesario que ocurra un evento antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias.
- La NIIF 9 mantiene los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura, que en la actualidad se establecen en la NIC 39. De conformidad con la NIIF 9, los tipos de transacciones elegibles para la contabilidad de cobertura son mucho más flexibles, específicamente, al ampliar los tipos de instrumentos que se clasifican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de partidas no financieras elegibles para la contabilidad de cobertura. Además, se ha revisado y reemplazado la prueba de efectividad por el principio de "relación económica". Ya no se requiere de una evaluación retrospectiva para medir la efectividad de la cobertura. También se añadieron requerimientos de revelación mejorados sobre las actividades de gestión de riesgo de una entidad.

La Administración de la Compañía no ha determinado el posible impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros en relación con los activos y pasivos financieros, en la aplicación de la NIIF 9.

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 no ha determinado el posible impacto sobre los importes reconocidos en los estados financieros y sus revelaciones, por la aplicación de las NIIF 15.

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 12 Impuesto a las Ganancias, sobre el reconocimiento de impuestos diferidos en el momento de la adquisición y la 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 por una de las partes que participe en dicha operación conjunta.

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 las adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas que ocurran al inicio de 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 sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Modificaciones a la NIC 1 Iniciativa de revelación

Las modificaciones a la NIC 1 proporcionan algunas guías sobre cómo aplicar el concepto de materialidad en la práctica. Las modificaciones a la NIC 1, se aplican para períodos que inicien en o después del 1 de enero del 2016. La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto significativo en los estados financieros.

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

Las modificaciones a la NIC 16 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 una base apropiada para la amortización de un activo intangible. Esta presunción solo puede ser rebatida en las siguientes dos 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 propiedades y equipo y el método de unidades de producción para las inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. La Administración de la Compañía considera que los dos métodos son los más apropiados para reflejar el consumo de beneficios económicos inherentes a los respectivos activos; por lo tanto, la Administración de la Compañía no anticipa que la aplicación de estas modificaciones a la NIC 16 y la NIC 38 tengan un impacto material en los estados financieros de la Compañía.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014

Las mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014 incluyen algunos cambios a varias NIIF que se encuentran resumidas a continuación:

- Las modificaciones a la NIIF 5 aclaran que cuando la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos) de mantenido para la venta a mantenido para su distribución a los propietarios (o viceversa), tal cambio se considera como una continuación del plan original de la disposición y por lo tanto, no son aplicables los requerimientos establecidos en la NIIF 5 en relación con el cambio de plan de venta. Las enmiendas también aclaran las guías aplicables cuando se interrumpe la contabilidad de activos mantenidos para su distribución.
- Las modificaciones a la NIIF 7 proporcionan una guía adicional para aclarar si un contrato financiero de servicio corresponde a participación continua en la transferencia de un activo transferido, a efectos de la información a revelar de dicho activo.
- Las modificaciones de la NIC 19 aclaran que la tasa utilizada para descontar las obligaciones por beneficios post-empleo debe determinarse con referencia a la de los rendimientos de mercado sobre sobre bonos corporativos de alta calidad al final del período de reporte. La evaluación de la profundidad de un mercado para bonos corporativos de alta calidad debe ser a nivel de la moneda (es decir, la misma moneda en que los beneficios deben ser pagados). Para las monedas para las que no existe un mercado profundo de tales bonos corporativos de alta calidad, se deben utilizar los rendimientos de mercado de bonos del gobierno denominados en esa moneda a la fecha de reporte.

La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto significativo 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 2015, la Administración de la Compañía realizó un análisis de deterioro de las inversiones de exploración, desarrollo y producción por cada una de sus unidades generadoras de efectivo, para lo cual estimó el valor en uso mediante el método de flujos de efectivo futuros, hasta la fecha de terminación del contrato (julio del 2019), descontados a una tasa promedio ponderada del costo del capital (WAAC) del 15.06%. Los precios de venta de crudo ecuatoriano fueron estimados con base en un estudio de un profesional independiente y la producción futura proyectada por el departamento de operaciones.

El valor en uso determinado mediante el método de flujos de efectivo futuros del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en el cual la Compañía participa con el 50%), son menores al valor en libros de las inversiones de explotación, desarrollo y producción; razón por la cual, se determinó un deterioro de US\$11.4 millones (US\$5.7 correspondiente a la Compañía).

Por otro lado, el valor en uso determinado mediante el método de flujos de efectivo futuros del Consorcio Petrosud - Petroriva (en el cual la Compañía participa con el 50%), son mayores al valor en libros de las inversiones de explotación, desarrollo y producción; razón por la cual, se determinó que no existe deterioro de estos activos.

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. **Estimación de vidas útiles de propiedades y equipo** - La estimación de las vidas útiles y el valor residual se efectúan de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.7.1.3.
- 3.4. **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.
- 3.5. **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.
- 3.6. **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%.
- 3.7. **Provisiones cobro dudoso** - A la fecha de cierre de cada período, la Administración de la Compañía efectúa la estimación de los flujos futuros descontados, con el fin de determinar el valor de la acumulación de la cuenta por cobrar a ser recuperado, hasta la fecha de terminación del contrato.

Al 31 de diciembre del 2015, la Administración de la Compañía realizó un análisis de la recuperación de las cuentas por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos, para lo cual estimó el ingreso disponible según lo establecido en el contrato de prestación de servicios, tomando como referencia los precios de venta de crudo ecuatoriano estimados con base en un estudio de un profesional independiente y la producción futura proyectada por el departamento de operaciones. La estimación de flujos futuros fue descontada utilizando una tasa de 7.25%.

Al 31 de diciembre del 2015, el valor estimado que no será recuperado hasta la terminación del contrato, fue provisionado con cargo a resultados del año.

4. BANCOS

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Depósitos en cuentas corrientes de los Consorcios	6,657,118	3,831,596
Depósitos en cuentas corrientes propias	<u>1,582</u>	<u>2,576,444</u>
Total	<u>6,658,700</u>	<u>6,408,040</u>

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Corrientes:		
Deudores comunes y total (1)	<u>9,075,891</u>	<u>10,102,381</u>
No corrientes:		
Deudores comunes	2,210,342	62,550
Provisión de cobro dudoso (2)	<u>(2,210,342)</u>	<u>(62,550)</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).
- (2) Al 31 de diciembre del 2015, corresponde principalmente a la provisión por la acumulación de la cuenta por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos (Ver Nota 1), la cual fue determinada en base a una estimación de los flujos futuros de efectivo descontados. La Administración de la Compañía considera que dichos valores no serán recuperados dadas las condiciones del contrato. El efecto reconocido en los resultados del año es US\$2,147,792.

ESPACIO EN BLANCO

6. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 12.1)	787,728	732,332
Sociedades relacionadas	753,500	
Gastos pagados por adelantado	297,602	314,156
Créditos fiscales (Nota 12.1)	81,656	363,156
Anticipos a proveedores	66,898	147,781
Depósitos entregados en garantía	39,823	39,823
Préstamos al personal	<u>1,505</u>	<u>2,320</u>
Total	<u>2,028,712</u>	<u>1,599,568</u>
No corrientes:		
Créditos fiscales (Nota 12.1)	872,776	872,776
Impuesto a las ganancias diferido (Nota 12.4)	<u> </u>	<u>929,576</u>
Total	<u>872,776</u>	<u>1,802,352</u>

7. INVENTARIOS

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Corrientes:		
Materiales en almacenes y total	<u>1,937,836</u>	<u>2,591,992</u>
No corrientes:		
Petróleo crudo (1)	98,350	98,350
Materiales en almacenes	585,362	455,262
Provisión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	<u>(585,362)</u>	<u>(455,262)</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

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Inversiones en exploración, desarrollo y producción	12,747,314	25,029,519
Propiedades y equipo	<u>441,584</u>	<u>416,854</u>
Total	<u>13,188,898</u>	<u>25,446,373</u>

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

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	70,596,620	69,262,471
Proyectos en curso	1,166,859	1,022,128
Amortización acumulada	(63,166,482)	(55,128,536)
Provisión por deterioro	<u>(5,717,530)</u>	
Subtotal	<u>2,879,467</u>	<u>15,156,063</u>
Inversiones de exploración	<u>9,867,847</u>	<u>9,873,456</u>
Total	<u>12,747,314</u>	<u>25,029,519</u>

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

ESPACIO EN BLANCO

Concepto	Diciembre 31, 2015								Diciembre 31,	
	Costo				Depreciación acumulada y deterioro				2014	
	Valor al inicio del año	Aumentos	Bajas	Valor al cierre del año	Acumulada al inicio del año	Del año	Bajas	Acumulada al cierre del año	Neto resultante	Neto resultante
Pozos y equipos de explotación de petróleo y gas	80,158,055	1,473,271		81,631,326	55,128,536	13,755,476		68,884,012	12,747,314	25,029,519
Obras en curso		3,407		3,407					3,407	
Muebles y útiles	1,107,261	69,563	(7,627)	1,169,197	830,553	79,856	(7,627)	902,782	266,415	276,708
Rodados o vehículos	<u>436,851</u>	<u>107,952</u>	<u>(14,264)</u>	<u>530,539</u>	<u>296,705</u>	<u>70,043</u>	<u>(7,971)</u>	<u>358,777</u>	<u>171,762</u>	<u>140,146</u>
Total 31-12-15	<u>81,702,167</u>	<u>1,654,193</u>	<u>(21,891)</u>	<u>83,334,469</u>	<u>56,255,794</u>	<u>13,905,375</u>	<u>(15,598)</u>	<u>70,145,571</u>	<u>13,188,898</u>	
Total 31-12-14	<u>73,163,146</u>	<u>14,670,027</u>	<u>(6,131,006)</u>	<u>81,702,167</u>	<u>45,988,060</u>	<u>10,267,734</u>	<u>-</u>	<u>56,255,794</u>		<u>25,446,373</u>

8.1. Amortización - Las reservas probadas desarrolladas obtenidas de los informes de reservas certificadas 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 2015 y 2014, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Campo</u>	Reservas probadas desarrolladas Diciembre 31,		Volumen de producción Diciembre 31,	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo (1)	<u>4,977,000</u>	<u>6,219,000</u>	<u>1,656,390</u>	<u>1,945,147</u>
Palanda Yuca Sur (1)	<u>2,945,000</u>	<u>1,983,000</u>	<u>968,462</u>	<u>913,728</u>

(1) Corresponden a la totalidad (100%) de las reservas probadas desarrolladas y volumen de producción de los referidos campos.

9. DEUDAS COMERCIALES

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Corrientes:		
Proveedores y total (1)	<u>2,137,512</u>	<u>3,782,340</u>
No Corrientes:		
Proveedores y total (2)	<u>618,381</u>	<u>618,381</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, sobre los cuales los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) no han definido un mecanismo de liquidación.

ESPACIO EN BLANCO

10. PRÉSTAMOS

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Corrientes:		
Préstamos bancarios y total (1)	_____ -	<u>5,176,858</u>
No corrientes:		
Préstamos bancarios y total (1)	_____ -	<u>4,499,300</u>

- (1) El 6 de enero del 2014, la Compañía adquirió un préstamo con el Banco ITAÚ UNIBANCO S.A. (Estados Unidos de América), dividido en dos tramos: 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%. En los meses de abril y junio del 2015, los referidos préstamos fueron cancelados en su totalidad de forma anticipada.

11. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Participación laboral	1,554,979	2,227,536
Beneficios sociales	<u>510,293</u>	<u>574,198</u>
Total	<u>2,065,272</u>	<u>2,801,734</u>

- 11.1 Participación laboral - Consorcios** - Debido a que la Compañía no tiene trabajadores, no le corresponde constituir provisiones por este concepto; sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con los Consorcios (en los cuales la Compañía participa con el 50%) está constituida de conformidad con disposiciones legales a la tasa del 15% de la utilidad contable 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 Ecuatoriano 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:

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Saldos al comienzo del año	2,227,536	3,950,013
Provisión del año	1,554,979	2,227,536
Pagos efectuados	<u>(2,227,536)</u>	<u>(3,950,013)</u>
Saldos al fin del año	<u>1,554,979</u>	<u>2,227,536</u>

12. CARGAS FISCALES

12.1 Activos y pasivos del año corriente

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Activos por impuestos corrientes y no corrientes (Nota 6):</i>		
Créditos fiscales:		
Impuesto al Valor Agregado - IVA contrato anterior (1)	872,776	872,776
Impuesto al Valor Agregado - IVA	81,656	363,156
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 12.3)	<u>787,728</u>	<u>732,332</u>
Total	<u>1,742,160</u>	<u>1,968,264</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes y no corrientes:</i>		
Corrientes:		
Impuesto a las ganancias a pagar (Nota 12.3)	844,293	1,362,106
Retenciones y percepciones	70,005	460,369
Impuesto al Valor Agregado - IVA	<u>41,430</u>	<u>56,335</u>
Total	<u>955,728</u>	<u>1,878,810</u>
No Corrientes:		
Impuesto a las ganancias diferido y total (Nota 12.4)	<u>425,560</u>	<u>-</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 han 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. Una reconciliación entre la utilidad (pérdida) según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente del período, es como sigue:

ESPACIO EN BLANCO

	Año terminado ... Diciembre 31, 2015 ...			Año terminado ... Diciembre 31, ... <u>2015</u> <u>2014</u>	
	Consortio Petrosud Petroriva	Consortio Palanda Yuca Sur	Cuentas propias	Total	Total
Utilidad (pérdida) según estados financieros consorciales	8,811,549	(361,409)		8,450,140	10,275,333
Ajustes NIIF			(1,846,475)	(1,846,475)	(1,828,064)
Utilidad (pérdida) según estados financieros consorciales y de la Compañía	8,811,549	(361,409)	(1,846,475)	6,603,665	8,447,269
Rentas exentas	(34,039)	(16,176)		(50,215)	
Gastos no deducibles	1,150,725	699,847	1,846,475	3,697,047	4,300,449
Ajuste por precios de transferencia					95,586
Amortización de pérdidas tributarias		(80,565)		(80,565)	
Utilidad gravable	<u>9,928,235</u>	<u>241,697</u>	<u>-</u>	<u>10,169,932</u>	<u>12,843,304</u>
Impuesto a la renta corriente cargado a resultados (1)	2,184,211	53,174		2,237,385	3,152,906
Pago de impuesto a la renta de años anteriores (2)					<u>111,471</u>
Total (Nota 19)	<u>2,184,211</u>	<u>53,174</u>	<u>-</u>	<u>2,237,385</u>	<u>3,264,378</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 2012 al 2015.

12.3 Movimiento de la provisión (crédito tributario) para impuesto a la renta

	Año terminado <u>31/12/15</u>		Año terminado <u>31/12/15</u> <u>31/12/14</u>	
	Consortio Petrosud Petroriva	Consortio Palanda Yuca Sur	Total	Total
Saldos al comienzo del año	1,362,106	(732,332)	629,774	2,559,503
Provisión	2,184,211	53,174	2,237,385	3,264,378
Pagos efectuados	<u>(2,702,024)</u>	<u>(108,570)</u>	<u>(2,810,594)</u>	<u>(5,194,107)</u>
Saldos al fin del año	<u>844,293</u>	<u>(787,728)</u>	<u>56,565</u>	<u>629,774</u>

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

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 impuesto a la renta diferido a largo plazo es como sigue:

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Impuestos diferidos activos (pasivos) (Nota 6 y 12.1)	<u>(425,560)</u>	<u>929,576</u>

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

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Ingresos por acumulación legal de contratos	(1,060,104)	
Provisión para taponamiento de pozos	454,574	497,951
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	82,717	192,886
Provisión por indemnización por años de servicios	97,253	95,150
Provisión por obsolescencia de inventario		71,374
Inventarios (sublevante)		62,939
Propiedades y equipo		7,680
Provisión para cuentas dudosas		4,587
Baja de inventarios de crudo		3,122
Valoración stock de crudo	<u> </u>	<u>(6,113)</u>
Total	<u>(425,560)</u>	<u>929,576</u>

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

ESPACIO EN BLANCO

	... Reconocido en resultados ...			Saldo al fin del año
	Saldo al comienzo del año	Bajas (1)	Efecto del año	
Año 2015				
Ingresos por acumulación legal de contratos			(1,060,104)	(1,060,104)
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	192,886		(110,169)	82,717
Propiedades y equipo neto	7,680	(7,680)		
Valoración stock de crudo	(6,113)	6,113		
Provisión para taponamiento de pozos	497,951		(43,377)	454,574
Provisión para cuentas dudosas	4,587	(4,587)		
Provisión por obsolescencia de inventario	71,374	(71,374)		
Baja de inventarios de crudo	3,122	(3,122)		
Provisión por indemnización por años de servicios	95,150		2,103	97,253
Inventario (sublevante)	<u>62,939</u>	<u>(62,939)</u>		
Total	<u>929,576</u>	<u>(143,589)</u>	<u>(1,211,547)</u>	<u>(425,560)</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2015, la Administración de la Compañía, registró la baja de los activos por impuestos diferidos del Consorcio Petrosud - Petroriva, considerando que la autoridad tributaria no reconocerá estos conceptos en los períodos fiscales futuros.

	... Reconocido en resultados ...			Saldo al fin del año
	Saldo al comienzo del año	Bajas (2)	Efecto del año	
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>62,939</u>
Total	<u>1,661,176</u>	<u>(893,210)</u>	<u>161,610</u>	<u>929,576</u>

(2) Al 31 de diciembre del 2014, la Administración de la Compañía, registró la baja de los activos por impuestos diferidos del Consorcio Petrolero 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.

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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta (1)	6,603,665	8,447,269
Gasto de impuesto a la renta	1,452,806	2,776,995
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	406,225	843,073
Gastos no deducibles	<u>1,589,901</u>	<u>375,910</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>3,448,932</u>	<u>3,995,978</u>
Tasa efectiva de impuestos	<u>52%</u>	<u>47%</u>

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

12.6 Aspectos tributarios

El 18 de diciembre de 2015 se emitió la Ley Orgánica de Incentivos para Asociaciones Público-Privadas y la Inversión extranjera, con el objetivo de establecer incentivos para la ejecución de proyectos bajo la modalidad de asociación público privada y establecer incentivos para promover el financiamiento productivo, la inversión nacional y la inversión extranjera, a continuación se detallan ciertos incentivos y reformas de carácter tributario establecidas en dicha Ley:

- Estarán exentos del impuesto a la renta los rendimientos y beneficios obtenidos por depósitos a plazo fijo en instituciones financieras nacionales, así como por inversiones en valores en renta fija que se negocien a través de las bolsas de valores del país o del Registro Especial Bursátil.
- Estarán exentos del impuesto a la salida de divisas los pagos realizados al exterior, por capital e intereses sobre créditos otorgados por instituciones financieras internacionales, o entidades no financieras especializadas calificadas por los entes de control correspondientes en Ecuador, que otorguen financiamiento con un plazo de 360 días y que sean destinados al financiamiento de vivienda, microcrédito o inversiones productivas.

ESPACIO EN BLANCO

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\$15 millones, están obligados a presentar un estudio de Precios de Transferencia. Al 31 de diciembre del 2015, los Consorcios no disponen del estudio de precios de transferencia correspondiente al año en mención, en razón de que el plazo para su presentación ante las autoridades tributarias, vence en el mes de junio del 2016. 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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Corrientes:		
Dividendos por pagar y total (Nota 20.1)	<u>2,000</u>	<u>2,000</u>
No corrientes:		
Pasivos por beneficios definidos y total	<u>1,021,303</u>	<u>1,064,505</u>

Un resumen de pasivos por beneficios definidos es como sigue:

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Provisión por indemnización por años de servicio	836,850	859,038
Bonificación por desahucio	<u>184,453</u>	<u>205,467</u>
Total	<u>1,021,303</u>	<u>1,064,505</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:

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Saldos al comienzo del año	859,038	728,112
Costo de servicio	104,861	104,361
Interés neto	58,934	50,968
Beneficios pagados		(9,863)
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	(64,269)	
Pérdida actuarial reconocida por cambios en supuestos financieros	5,337	
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(127,051)</u>	<u>(14,540)</u>
Saldos al fin del año	<u>836,850</u>	<u>859,038</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:

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Saldos al comienzo del año	205,467	182,028
Costo de servicio	24,495	68,702
Interés neto	14,384	12,560
Beneficios pagados		(5,912)
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	(15,230)	(5,451)
Costo de servicios pasados	14,736	
Perdida actuarial reconocida por cambios en supuestos financieros	1,277	
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(60,676)</u>	<u>(46,460)</u>
Saldos al fin del año	<u>184,453</u>	<u>205,467</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 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>	<u>Bonificación por desahucio</u>
Variación OBD (tasa de descuento - 0.5%)	52,463	11,580
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	6%	6%
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	(47,985)	(10,578)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	-6%	-6%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	53,955	11,894
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	6%	6%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(49,689)	(10,953)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	-6%	-6%

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>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
	%	%
Tasa(s) de descuento	6.31	7.00
Tasa esperada del incremento salarial	3.00	3.00

ESPACIO EN BLANCO

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

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Costo de servicio	129,356	173,063
Interés neto	73,318	63,528
Costo de servicios pasados	14,736	
Ganancia actuarial y efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas reconocidas en resultados	<u>(74,629)</u>	<u>(51,911)</u>
Subtotal costo de beneficios definidos reconocido en resultados	<u>142,781</u>	<u>184,680</u>
Nuevas mediciones:		
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	(64,269)	
Pérdida actuarial reconocida por cambios en supuestos Financieros	5,337	
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(127,051)</u>	<u>(14,540)</u>
Subtotal efecto de beneficios definidos reconocido en otro resultado integral	<u>(185,983)</u>	<u>(14,540)</u>
Total	<u>(43,202)</u>	<u>170,140</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%.

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

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Saldos al comienzo del año	4,608,419	3,442,736
Adiciones por pozos perforados		473,155
Actualización de la provisión	340,025	344,640
Ajuste cambio en la tasa de descuento	<u>123,127</u>	<u>347,888</u>
Saldos al fin del año	<u>5,071,571</u>	<u>4,608,419</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:

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
<i>Activos financieros:</i>		
Costo amortizado:		
Bancos (Nota 4)	6,658,700	6,408,040
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 5)	<u>9,075,891</u>	<u>10,102,381</u>
Total	<u>15,734,591</u>	<u>16,510,421</u>
<i>Pasivos financieros:</i>		
Costo amortizado:		
Deudas comerciales (Nota 9)	2,755,893	4,400,721
Préstamos (Nota 10)	<u> </u>	<u>9,676,158</u>
Total	<u>2,755,893</u>	<u>14,076,879</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 Reserva facultativa - Según actas de Junta de Accionistas efectuadas en marzo del 2015, se dispuso que las utilidades del año 2014, se destinen a la creación de una reserva facultativa, la misma que será transferida a utilidades retenidas una vez que la Compañía decida distribuir dividendos.

17.4 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 y 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 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.

17.5 Utilidades retenidas

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Utilidades retenidas - distribuibles	8,460,559	14,979,265
Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF	<u>(1,204,824)</u>	<u>(1,204,824)</u>
Total	<u>7,255,735</u>	<u>13,774,441</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.

17.6 Dividendos - Durante el 2015, la Compañía canceló a Dutmy S.A. US\$5.2 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2013. En el año 2014, se canceló a Dutmy S.A. dividendos por US\$9.9 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2013.

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>	<u>Costo de producción</u>	<u>Gastos de exploración</u>	Año terminado	<u>Gastos de comercialización</u>	<u>Total</u>	Año terminado
			31/12/15			31/12/14
			<u>Gastos de administración</u>			<u>Total</u>
Depreciación de propiedad, planta y equipo	8,135,098		52,747		8,187,845	10,271,690
Pozos no exitosos		256,311			256,311	6,131,006
Sueldos y jornales	2,961,763		617,703		3,579,466	4,691,976
Energía	60,000				60,000	60,000
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	1,978,723		10,581		1,989,304	1,954,183
Servicios de terceros	1,799,300		69,949		1,869,249	1,217,598
Contribuciones sociales	451,239		106,120		557,359	272,222
Impuestos, tasas y contribuciones	416,450		133,103		549,553	455,815
Honorarios y retribuciones por servicios	207,443		514,140		721,583	791,541
Movilidad	305,716		19,095		324,811	343,961
Seguros	509,307		1,828		511,135	437,798
Conservación del medio ambiente	302,449				302,449	353,674
Alquileres	3,063,713		58,576		3,122,289	2,405,505
Gastos relacionados con el personal	392,269		65,051		457,320	404,190
Fletes de materiales y productos terminados	179,404				179,404	175,056
Combustibles y lubricantes	2,071,959		666		2,072,625	2,534,154
Comunicaciones	49,935		40,656		90,591	54,252
Aditivos y colorantes	93,852				93,852	50,530
Publicidad y propaganda			17,876		17,876	26,064
Cuotas institucionales			349		349	789
Provisión cuentas de cobro dudoso				2,147,792	2,147,792	
Diversos	<u>397,365</u>		<u>20,666</u>		<u>418,031</u>	<u>196,327</u>
Total al 31-12-15	<u>23,375,985</u>	<u>256,311</u>	<u>1,729,106</u>	<u>2,147,792</u>	<u>27,509,194</u>	
Total al 31-12-14	<u>24,097,604</u>	<u>6,131,006</u>	<u>2,591,018</u>	<u>8,703</u>		<u>32,828,331</u>

19. OTROS RUBROS DEL ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Otros ingresos (egresos), netos		
Deterioro de inversiones de producción	5,717,530	
Diferencia de precio en recuperaciones (1)	293,016	2,015,809
Diversos	<u>(39,385)</u>	<u>(342)</u>
Total	<u>5,971,161</u>	<u>2,015,467</u>
Impuesto a las ganancias		
Gasto impuesto a las ganancias corriente (Nota 12.2)	2,237,385	3,264,378
Gasto por impuesto a las ganancias diferido (Nota 12.4)	<u>1,355,136</u>	<u>731,600</u>
Total	<u>3,592,521</u>	<u>3,995,978</u>

(1) 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 de Hidrocarburos.

20. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

La controladora es Dutmy S.A., compañía domiciliada en Uruguay.

20.1 Transacciones comerciales

Los saldos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 por operaciones con partes relacionadas son los siguientes:

	Otras cuentas por cobrar	
	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Petroriva S.A. y total (Nota 6)	<u>753,500</u>	<u>-----</u>
	Otras cuentas por pagar	
	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Dutmy S.A. y total	<u>2,000</u>	<u>2,000</u>
	Aportes futuras capitalizaciones	
	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Dutmy S.A. y total (Nota 17.3)	<u>-----</u>	<u>8,837,269</u>

Las operaciones con sociedades relacionadas, durante los años 2015 y 2014 son las siguientes:

	Dividendos pagados	
	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Dutmy S.A. y total	<u>5,250,000</u>	<u>9,853,992</u>

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:

	Año terminado	
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Beneficios a corto plazo	<u>330,863</u>	<u>338,140</u>

La compensación de los directores y ejecutivos clave es determinada con base en el rendimiento de los individuos y las tendencias del mercado.

21. ACTIVOS CONTINGENTES

21.1 Activos Contingentes - Al 31 de diciembre del 2015, 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 (ex Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador), dichas empresas se vieron obligadas a realizar inversiones, costos y gastos que no correspondían a aquellas contractualmente pactadas.

Estas inversiones adicionales fueron necesarias para incrementar la producción y que así se pudiera alcanzar la curva base establecida en el contrato de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur.

A pesar de los requerimientos de las empresas contratistas para la devolución de dichos valores, los mismos fueron voluntariamente reconocidos por Petroecuador. Por ello, en el año 2003 las compañías que conforman el Consorcio presentaron una demanda arbitral para reclamar a Petroecuador la devolución de dichas inversiones. Mediante Laudo Arbitral y providencia del 27 de septiembre del 2004, el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito dispuso que EP Petroecuador pague al Consorcio un valor de US\$780 mil (US\$390 mil corresponde a la Compañía). Al 31 de diciembre del 2015 el valor actualizado por la administración de los consorcios es de US\$1.3 millones (US\$638 mil corresponde a la Compañía).

Con fecha de 17 de junio de 2011 las empresas Contratistas y Petroecuador suscribieron el Convenio de Pago No. 2011037, el cual tenía como objetivo brindar facilidades de pago a Petroecuador para que honren lo dispuesto por el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito.

Respecto de dicho laudo Petroecuador interpuso un recurso de nulidad, el cual fue aceptado por la Corte Nacional. La nulidad se dictó en razón de que en criterio de dicha judicatura, el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito no era el órgano competente para conocer y resolver sobre la reclamación de las Compañías contratistas, sin embargo, el recurso de nulidad no resolvió sobre el fondo de la reclamación.

De conformidad con el numeral 29.1.2. del contrato modificatorio a contrato de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos, quedó preservado el derecho de las empresas Contratistas a reclamar y demandar por cualquier acto del Estado y cualquiera de sus instituciones, que se generaren con posterioridad a la fecha efectiva del referido contrato, pero que tuviere relación con temas del contrato anterior. Por tanto, queda la posibilidad de insistir sobre el reconocimiento de estos valores, en cuanto a la fecha se están resolviendo con Petroecuador, temas relacionados a la curva base de los campos Pindo y Palanda Yuca Sur.

- **Precio de combustible.**- En enero de 2003, las compañías que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva presentaron un reclamo en contra de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador, solicitando la devolución de los valores pagados en exceso, generados por la provisión por parte de Petroproducción al Consorcio, de diésel para las operaciones del Campo, a precio referencial internacional y no a precios de mercado nacional, que es como lo estipulaban los contratos suscritos en 1999.

En enero de 2004 el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito emitió un laudo en el cual 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, el juez a cargo del proceso emitió el mandato de pago y dispuso que EP Petroecuador pague a las compañías que conforman el Consorcio un valor de US\$962 mil (US\$481 mil corresponden a la Compañía). A la fecha se continúa con el procedimiento de ejecución. Al 31 de diciembre del 2015 el valor actualizado por la administración de los consorcios es de US\$1.6 millones (US\$825 mil corresponde a la Compañía).

Con fecha de 17 de junio de 2011 las empresas Contratistas y Petroecuador suscribieron el Convenio de Pago No. 2011037, el cual tenía como objetivo brindar facilidades de pago a Petroecuador para que honren lo dispuesto por el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito.

En opinión de los asesores legales de las compañías que conforman el Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta.

22. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Compañía, al 31 de diciembre del 2015, como resultado de la participación proporcional de las entidades controladas en forma conjunta (Consortios) de los cuales la Compañía es socia:

	<u>Consortio Petrosud - Petroriva</u>	<u>Consortio Petrolero Palanda - Yuca Sur</u>
<i>Información financiera de los consorcios:</i>		
Total activos	36,507,444	40,644,557
Total pasivos	9,226,925	29,601,513
Ingresos	43,447,277	28,975,116
Costos y gastos de operación	22,306,438	29,631,987
<i>Participación proporcional</i>	50%	50%
Total activos	18,253,722	20,322,279
Total pasivos	4,613,463	14,800,757
Ingresos	21,723,639	14,487,558
Costos y gastos de operación	11,153,219	14,815,994

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. Los 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 del 2015 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 2 del 2016), excepto por lo mencionado en la Nota 1 en relación con el precio del petróleo, no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

24. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2015 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 2014, fueron aprobados por los Accionistas y Junta Directiva sin modificaciones.