

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2016

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 - A partir del último trimestre del 2015 y hasta julio del 2016, el precio del barril de petróleo crudo ha disminuido significativamente; mientras que, en el tercer y cuarto trimestre tuvo un incremento en relación a los períodos anteriores situándose a la fecha de cierre, diciembre 31 del 2016, en US\$53.72 por barril de petróleo crudo. De acuerdo a lo estipulado en los contratos 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 de los contratos. En caso de que estos no sean suficientes para cubrir con el pago de la tarifa, de acuerdo a lo establecido en los contratos, el saldo faltante se acumulará durante el mes o años fiscales siguientes. Adicionalmente, los contratos establecen que cualquier diferencia, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría de Hidrocarburos a la terminación de los contratos 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 que se presentó a partir del último trimestre del año 2015, la Compañía no ha recuperado la totalidad de las cuentas por cobrar generadas por la prestación de servicios del Consorcio Petrosud - Petroriva y del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los cuales la Compañía participa con el 50%). Al 31 de diciembre del 2016, un resumen del saldo de la cuenta por cobrar es como sigue:

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Cuentas por cobrar	6,815,710	4,716,999
Acumulación legal (1)	4,818,652	4,818,652
Acumulación ilegal (2)	1,727,930	1,750,582
Provisión eliminación acumulación legal	(4,818,652)	(2,147,792)

Provisión para cuentas por cobrar comerciales	(148,320)	(62,550)
Total cuentas por cobrar	<u>8,395,320</u>	<u>9,075,891</u>

- (1) Corresponde a la acumulación referida en el párrafo anterior sobre los cuales la Compañía no tiene derecho de cobro hasta que exista ingreso disponible suficiente en el área de los contratos, por lo que se provisionó la totalidad.
- (2) Corresponde a valores acumulados por otros rubros, no establecidos en los contratos, que la Secretaría de Hidrocarburos no ha cancelado.

Contratos 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 aplicaron los Consorcios (en los cuales la Compañía participa con el 50%), debieron modificarse para adoptar el modelo de Contratos de Prestación de Servicios. El 22 de enero del 2011, las compañías socias de los Consorcios firmaron con el Estado Ecuatoriano los referidos contratos 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. Dichas tarifas por barril de petróleo neto, son como sigue:

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
	(en US dólares)	
<u>Consorcio Petrosud Petroriva:</u>		
Campo Pindo	29.37	29.44
<u>Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur:</u>		
Campo Palanda - Yuca Sur	32.87	32.95
Campo Sami	41.76	41.86

- 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 de los contratos, 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 de los contratos. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia de ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación de los contratos, se extinguirá y no será pagada a la contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

- Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) 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; el incumplimiento del plan de actividades y el plan de desarrollo por parte de los Consorcios será sancionado con la caducidad de los contratos; 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 es desde la fecha de su inscripción en la Secretaría de Hidrocarburos hasta el 30 de julio del 2019.

Segundo Contrato Modificatorio a los Contratos de Prestación de Servicios - El 26 de mayo del 2014, se suscribieron los contratos modificatorios número dos a los contratos 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.; y las Compañías Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A y Petroriva S.A..

Las modificaciones a los contratos incluyen lo siguiente:

Consorcio Petrolero Palanda Yuca - Sur

- El cambio de casa matriz de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. y Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador 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.

Consorcio Petrosud - Petroriva

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

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

Tercer Contrato Modificatorio a los Contratos de Prestación de Servicios - El 1 de julio del 2016, se suscribieron los contratos modificatorios número tres a los contratos 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 Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A y Petroriva S.A..

Las modificaciones a los contratos incluyen lo siguiente:

Consorcio Petrolero Palanda Yuca - Sur

- Una extensión del plazo original de los contratos, cuyo vencimiento será el 31 de diciembre del 2025.
- El Consorcio compromete inversiones adicionales por un valor de US\$19,120,000 que empezarán a ejecutarse desde el primer día hábil del año siguiente a aquel que entre en vigencia de modificación del contrato.
- La entrada en vigencia de las mencionadas modificaciones se encuentra sujeta a que, previo al 31 de julio de 2019, el precio teórico del crudo Oriente publicado diariamente por la Gerencia de Comercio Internacional de EP PETROECUADOR, iguale o supere los US\$48.95 por barril de petróleo crudo, a partir de la cual la Contratista deberá dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato modificatorio número tres. Si el precio de crudo oriente no iguala o supera el valor indicado, hasta el 31 de julio de 2019, el contrato terminará a esa fecha.

Consorcio Petrosud - Petroriva

- Una extensión del plazo original de los contratos, cuyo vencimiento será el 31 de diciembre del 2027.
- El Consorcio compromete inversiones adicionales por un valor de US\$27,918,000 que empezarán a ejecutarse desde el primer día hábil del año siguiente a aquel que entre en vigencia la modificación del contrato.

- La entrada en vigencia de las mencionadas modificaciones se encuentra sujeta a que, previo al 31 de julio de 2019, el precio teórico del crudo Oriente publicado diariamente por la Gerencia de Comercio Internacional de EP PETROECUADOR, iguale o supere los US\$45.69 por barril de petróleo crudo, a partir de la cual la Contratista deberá dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato modificatorio número tres. Si el precio de crudo oriente no iguala o supera el valor indicado, hasta el 31 de julio de 2019, el contrato terminará esa fecha.

El 13 de diciembre del 2016, entró en vigencia el tercer contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación; por lo que, el Consorcio debe dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato modificatorio a partir del 1 de enero del 2017.

Las demás cláusulas que corresponden a los contratos de los Consorcios (en los que 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 Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) están comprometidos a realizar actividades e inversiones estimadas de exploración y explotación en las áreas de los contratos, durante el plazo de vigencia de dichos contratos e informar a la Secretaría de Hidrocarburos del referido cumplimiento.

Un resumen de los compromisos de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) y su cumplimiento, para el año 2016, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto original (1)</u>	<u>Presupuesto no ejecutado</u>	<u>Real ejecutado</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...		
Inversiones en facilidades 2016	2,590	2,089	501
Inversiones en facilidades 2015	3,184	1,463	1,721

(1) Mediante comunicaciones No. 210-CPPYS-2016 de 15 de agosto del 2016, el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación del programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda - Yuca Sur correspondiente al año 2016; mediante comunicaciones No.SHE-SHE-2016-1086-OF de 1 de septiembre del 2016, la Secretaría de Hidrocarburos aprueba el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda - Yuca Sur.

Mediante comunicaciones No. 335-CPPYS-2016 del 2 de diciembre del 2016, el Consorcio Petrolero Palanda Yuca Sur solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación del programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Palanda Yuca - Sur Provisional correspondiente al año 2017; mediante comunicaciones No.SHE-SHE-2016-1483-OF de 13 de diciembre del 2016, la Secretaría de Hidrocarburos solicita remitir de manera inmediata las reformas presupuestarias del año 2016 para análisis y pronunciamiento respectivo.

Mediante comunicaciones No. 354-CPPYS-2016 de 29 de diciembre del 2016, el Consorcio Petrolero Palanda Yuca - Sur solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la

aprobación de la primera reforma al programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos correspondientes al año 2016, sin obtener respuesta, hasta la fecha de emisión de los estados financieros.

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto Original (2)</u>	<u>Presupuesto no ejecutado</u>	<u>Real ejecutado</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...		
Inversiones en facilidades 2016	912	164	748
Inversiones en facilidades 2015	1,807	489	1,318

(2) Mediante comunicaciones No. 201-PSPR-2016 de 20 de julio del 2016, el Consorcio Petrosud - Petroriva solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación del programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo correspondiente al año 2016; mediante comunicaciones No.SHE-SHE-2016-1004-OF de 16 de agosto del 2016, la Secretaría de Hidrocarburos aprueba el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo.

Mediante comunicaciones No. 327-PSPR-2016 de 18 de noviembre del 2016, el Consorcio Petrosud - Petroriva solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación del programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo- Provisional correspondiente al año 2017; mediante comunicaciones No.SHE-SHE-2016-1483-OF de 13 de diciembre del 2016, la Secretaría de Hidrocarburos solicita remitir de manera inmediata las reformas presupuestarias del año 2016 para análisis y pronunciamiento respectivo.

Mediante comunicaciones No. 368-PSPR-2016 de 29 de diciembre del 2016, el Consorcio Petrosud - Petroriva solicitó a la Secretaría de Hidrocarburos, la aprobación de la Primera Reforma al programa anual de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos correspondiente al año 2016, y mediante comunicaciones No.SHE-SHE-2017-0145-OF de 10 de febrero del 2017, la Secretaría de Hidrocarburos aprueba la primera reforma al programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del Bloque Pindo, para el año 2016.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el personal de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) es como sigue:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
	(número de empleados)	
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	105	117
Consorcio Petrosud - Petroriva	91	100

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 derivada 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 independiente, en la que cada participante posee una participación. La Compañía reconoce su participación correspondiente al 50%, en los Consorcios Petrosud - Petroriva y Consorcio Petrolero 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 Compañía registra los activos, pasivos y gastos seleccionados con su participación en una operación conjunta de conformidad con las NIIF aplicables a los particulares activos, pasivos, ingresos y gastos.

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 Propiedades y equipos

2.7.1 Propiedades y equipos

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 propiedad, planta 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 propiedad, planta 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 Hidrocarburiífero. 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.

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 imponderables. 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 informa 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 si, y solo si, 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 - Los cambios en la medición de la provisión para taponamiento de pozos, que se deriven de cambios en el plazo del contrato o importe de las salidas de recursos que incorporan beneficios económicos requeridos para cancelar la obligación, o un cambio en la tasa de descuento se contabilizarán de acuerdo a lo siguiente:

- a) Los cambios en el pasivo se añadirán o deducirán del costo del activo correspondiente en el período actual, respetando lo establecido en el literal b.
- b) El importe deducido del costo del activo no será superior a su importe en libros. Si la disminución en el pasivo excediese el importe en libros del activo, el exceso se reconocerá inmediatamente en el resultado del período.
- c) Si el ajuste diese lugar a una adición al costo del activo, la Compañía considerará si esto es un indicio de que el nuevo importe en libros del mismo podría no ser completamente recuperable. Si existiese dicho indicio, la entidad realizará una prueba del deterioro del valor estimando su importe recuperable, y contabilizará cualquier pérdida por deterioro del valor del activo de acuerdo con la NIC 36.

2.12 Beneficios a empleados

2.12.1 Beneficios definidos - Bonificación por jubilación patronal, 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 10).

2.12.3 Bonos a los ejecutivos - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) se reconoce un gasto por bono a sus principales ejecutivos, el cual es calculado en base al sueldo individual y el cumplimiento de sus objetivos.

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

2.13.1 Prestación de servicios - La Compañía considera las condiciones de pago mínimas para la contratista según lo establecido en los respectivos contratos, es decir, reconoce como ingreso por prestación de servicios el ingreso disponible del área del contrato (Ver Nota 1). La diferencia respecto al ingreso por tarifa (saldo acumulado), se reconoce como ingreso en el momento en que exista el derecho exigible de cobro, conforme las condiciones previstas en los contratos y lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.

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 y si existe ingreso disponible, 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 resultados al cierre del período sobre el que se informa, en base al estimado de levantes emitido por la Secretaría de Hidrocarburos.

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 habían 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

Durante el año en curso, la Compañía ha aplicado las siguientes 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 2016 o posteriormente.

Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012 - 2014: Modificaciones a la NIC 19 Planes de Beneficios Definidos - Tasa de descuento

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 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.

Al ser el dólar de los Estados Unidos la moneda de circulación en Ecuador y en la que se van a pagar los pasivos por beneficios definidos y considerando que el mercado de bonos corporativos de alta calidad en Ecuador no es profundo, se ha establecido que la tasa para descontar los pasivos por beneficios definidos debe ser determinada por referencia a la tasa de los rendimientos del mercado de bonos corporativos de alta calidad de los Estados Unidos. Previo a la modificación de esta norma, la tasa de descuento utilizada por el Grupo se determinaba por referencia a los bonos del gobierno ecuatoriano.

Esta modificación se ha aplicado de forma retroactiva resultando en un incremento de los pasivos por beneficios definidos con el correspondiente ajuste a utilidades retenidas al 1 de enero y 31 de diciembre del 2015. Los efectos de la aplicación de esta modificación se detallan a continuación:

Impacto en pasivos y patrimonio al 1/1/15	Al 1/1/15 previamente reportados	Ajustes por enmienda a la NIC 19	Al 1/1/15 restablecidos
--	--	--	----------------------------

Obligaciones por beneficios definidos:			
Desahucio	205,467	53,387	258,854
Indemnización por años de servicios	859,038	223,200	1,082,238
Utilidades retenidas	13,774,441	(276,587)	13,497,854
<u>Impacto en pasivos y patrimonio al 31/12/15</u>	<u>Al 31/12/15 previamente reportados</u>	<u>Ajustes por enmienda a la NIC 19</u>	<u>Al 31/12/15 restablecidos</u>
Obligaciones por beneficios definidos:			
Desahucio	184,453	28,804	213,257
Indemnización por años de servicios	836,850	130,689	967,539
Utilidades retenidas	7,255,735	(159,493)	7,096,242
<u>Impacto en resultados por por el año terminado el 31/12/15</u>	<u>Al 31/12/15 previamente reportados</u>	<u>Ajustes por enmienda a la NIC 19</u>	<u>Al 31/12/15 restablecidos</u>
Costos de beneficios definidos reconocidos en resultados (Nota 13)	142,781	(26,144)	116,638
Utilidad del año	3,011,144	26,144	3,037,288
<u>Impacto en otro resultado integral por el año terminado el 31/12/15</u>	<u>Al 31/12/15 previamente reportados</u>	<u>Ajustes por enmienda a la NIC 19</u>	<u>Al 31/12/15 restablecidos</u>
Nuevas mediciones de obligaciones por beneficios definidos:			
Indemnización por años de servicios y total incremento en el resultado integral	185,983	90,950	276,933

Modificaciones a la NIC 1 Iniciativa de Revelación

La Compañía ha aplicado estas enmiendas por primera vez en el año actual. Las enmiendas clarifican que una entidad no necesita proporcionar una revelación específica requerida por las NIIF, si la información resultante de tal revelación no es material, y da guía sobre las bases de información agregada y desagregada para propósitos de revelación. Sin embargo, las enmiendas reiteran que una entidad debe considerar proveer información adicional cuando el cumplimiento con un requerimiento específico de NIIF es insuficiente para permitir que los usuarios de los estados financieros entiendan el impacto de transacciones particulares, eventos y condiciones, sobre la posición financiera y resultados de operación.

En adición, la enmienda clarifica que la participación de una entidad en otro resultado integral proveniente de asociadas o negocios conjuntos registrados usando el método de participación debe presentarse por separado de aquellos que surgen de las operaciones de la Compañía, y deben presentarse por separado en la participación de partidas que, de acuerdo con otras NIIF: (i) no serán reclasificadas posteriormente a resultados; y, (ii) serán reclasificadas posteriormente a resultados cuando se cumplan con condiciones específicas.

Respecto de la estructura de los estados financieros, las enmiendas proveen ejemplos de un orden sistemático o agrupación de notas.

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido ningún impacto en la posición financiera y resultados de operación de la Compañía.

Otras modificaciones aplicables a partir del 1 de enero del 2016

La aplicación de las demás enmiendas no ha tenido ningún impacto material en las revelaciones o importes reconocidos en los estados financieros de la Compañía.

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, 2018
NIIF 16	Arrendamientos	Enero 1, 2019
Modificaciones a la NIC 7	Iniciativas de revelación	Enero 1, 2017

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

NIIF 9 Instrumentos financieros

La NIIF 9 emitida en noviembre del 2009, introdujo nuevos requisitos para la clasificación y medición de activos financieros. Esta norma se modificó posteriormente en octubre del 2010 para incluir los requisitos para la clasificación y medición de pasivos financieros, así como su baja en los estados financieros, y en noviembre del 2013, incluyó nuevos requisitos para la contabilidad de cobertura general. En julio del 2014, se emitió otra versión revisada de la NIIF 9, principalmente para incluir lo siguiente:

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

Requisitos claves de la NIIF 9:

- Todos los activos financieros que se clasifican dentro del alcance de la NIC 39 - Instrumentos Financieros, se reconocerán posteriormente a su costo

amortizado o valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea el de recaudar los flujos de efectivo contractuales, y que tengan flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente por lo general se miden al costo amortizado al final de los períodos contables posteriores. Los instrumentos de deuda mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo se cumpla tanto al recaudar los flujos de efectivo contractuales como por la venta de activos financieros, y que tengan términos contractuales del activo financiero que dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que solo constituyen pagos de capital e intereses sobre el importe del principal pendiente, son medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Todas las otras inversiones de deuda y de patrimonio se miden a sus valores razonables al final de los períodos contables posteriores. Además, bajo la NIIF 9, las entidades pueden hacer una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de patrimonio (no mantenida para negociar ni que incluya una consideración contingente reconocida por el comprador en una combinación de negocios del acuerdo con NIIF 3) 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.

En abril 2016, el IASB emitió "Clarificaciones a la NIIF 15" en relación a la identificación de obligaciones de ejecución, consideraciones de principal versus agente, así como una guía de aplicación para licencias

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.

NIIF 16: Arrendamientos

La NIIF 16 introduce un modelo integral para la identificación de contratos de arrendamiento y tratamiento contable para arrendador y arrendatario, la NIIF 16 reemplaza la actual guía de arrendamientos incluida en la NIC 17 e interpretaciones relacionadas.

NIIF 16 diferencia entre arrendamientos y contratos de servicio sobre la base de si un activo identificado es controlado por el cliente. La diferenciación entre arrendamiento operativo y arrendamiento financiero ha sido eliminada para la contabilidad del arrendador y es reemplazada por un modelo en el cual el derecho de uso del activo y su correspondiente pasivo tiene que ser reconocido por el

arrendador para todos los arrendamientos, excepto los arrendamientos de corto plazo y aquellos con un valor bajo de activo.

El derecho de uso del activo es inicialmente medido al costo y subsecuentemente medido al costo (sujeto a ciertas excepciones) menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, ajustado por cualquier remediación del pasivo del arrendatario. El pasivo del arrendatario es inicialmente medido al valor presente de los pagos del arrendamiento que no son pagados a esa fecha. Posteriormente el pasivo del arrendatario es ajustado por intereses y pagos así como el impacto de las modificaciones al arrendamiento, entre otros. En adición, la clasificación de los flujos de caja de los pagos por arrendamientos operativos que de acuerdo con NIC 17 son presentados como flujos de caja de actividades de operación también tendrá impacto. De acuerdo con el modelo de NIIF 16 los pagos por arrendamiento serán divididos en principal e interés los cuales serán presentados como flujos de caja de actividades de financiamiento y de operación, respectivamente.

En contraste a la contabilidad del arrendatario, la NIIF 16 sustancialmente mantiene los requerimientos de NIC 17 para la contabilidad del arrendador y continúa con el requerimiento de clasificar el arrendamiento como operativo o financiero. Extensas revelaciones son requeridas con NIIF 16.

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 la NIIF 16.

Modificaciones a la NIIF 7 Iniciativa de Revelaciones

Las modificaciones requieren a una entidad proveer revelaciones que permitan a los usuarios de estados financieros evaluar los cambios en pasivos que surgen de actividades de financiamiento.

La Administración de la Compañía no prevé que la aplicación de estas modificaciones en el futuro tenga un impacto material sobre los estados financieros.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de los presentes estados financieros en conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera - 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 2016, 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 y diciembre del 2027, para el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur y Consorcio Petrosud - Petroriva, respectivamente, descontados a una tasa promedio ponderada del costo del capital (WAAC) del 8.5%. Los precios de venta de petróleo crudo ecuatoriano fueron estimados con base en estudios de profesionales independientes y la producción futura fue proyectada por el departamento de operaciones de petróleo.

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 mayores al valor en libros de las inversiones de explotación, desarrollo y producción; razón por la cual, al 31 de diciembre del 2016, el Consorcio reversó US\$6.8 millones (US\$3.4 millones corresponden a la Compañía) del valor registrado por deterioro en el año 2015.

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, la cual se determina utilizando como referencia los rendimientos del mercado, al cierre del año, correspondiente a bonos empresariales de alta calidad en la moneda en la que se pagarán los beneficios.

3.3. Estimación de vidas útiles de propiedad, planta y equipos - 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 6.75% (7.25% para el año 2015).

3.7. Provisión de 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 de los contratos.

4. BANCOS

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Depósitos en cuentas corrientes de los Consorcios	6,579,210	6,657,118
Depósitos en cuentas corrientes propias	<u>1,258</u>	<u>1,582</u>
Total	<u>6,580,468</u>	<u>6,658,700</u>

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
-----------------	-----------------

Corrientes:

Deudores comunes y total (1)	8,395,320	9,075,891
------------------------------	-----------	-----------

No corrientes:

Deudores comunes	5,029,522	2,210,342
Provisión de cobro dudoso (2)	(5,029,522)	(2,210,342)

Total	=	=
-------	---	---

(1) Corresponde a saldos por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos por los servicios prestados de acuerdo con los contratos firmados con el Estado Ecuatoriano (Ver Nota 1).

(2) Al 31 de diciembre del 2016, 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 al ingreso disponible. La Administración de la Compañía considera que dichos valores no serán recuperados dadas las condiciones de los contratos. El efecto reconocido en los resultados del año correspondiente a la referida provisión asciende a US\$2,819,180 (US\$2,147,792 para el año 2015).

ESPACIO EN BLANCO**6. OTRAS CUENTAS POR COBRAR**

	31/12/16	31/12/15
Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 11.1)	9,201	787,728
Sociedades relacionadas (Nota 20.1)	1,753,933	753,500
Gastos pagados por adelantado	335,916	297,602
Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 11.1)		81,656
Anticipos a proveedores	13,207	66,898
Depósitos entregados en garantía	43,444	39,823
Reclamos al Servicio de Rentas Internas	25,028	
Préstamos al personal	5,197	1,505
Total	2,185,926	2,028,712
No corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 11.1)	1,463,408	
Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 11.1)	872,776	872,776
Diversos	9,579	

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Total	<u>2,345,763</u>	<u>872,776</u>

7. INVENTARIOS

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Corrientes:		
Materiales en almacenes y total	<u>2,312,893</u>	<u>1,937,831</u>
No corrientes:		
Petróleo crudo (1)	98,350	98,350
Materiales en almacenes	446,789	585,362
Provisión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	<u>(446,789)</u>	<u>(585,362)</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 EQUIPOS

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Inversiones en exploración, desarrollo y producción	12,372,132	12,747,314
Propiedades y equipos	<u>312,003</u>	<u>441,584</u>
Total	<u>12,684,135</u>	<u>13,188,898</u>

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

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Inversiones de exploración	9,867,847	9,867,847
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	70,928,057	70,596,620
Proyectos en curso	1,596,969	1,166,859
Amortización acumulada	(67,707,448)	(63,166,482)
Provisión por deterioro	<u>(2,313,293)</u>	<u>(5,717,530)</u>
Total	<u>12,372,132</u>	<u>12,747,314</u>

Un detalle de propiedades y equipos es como sigue:

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Costo	1,721,866	1,703,143
Depreciación acumulada	<u>(1,409,863)</u>	<u>(1,261,559)</u>
Total	<u>312,003</u>	<u>441,584</u>

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

ESPACIO EN BLANCO

Concepto	Diciembre 31, 2016								Diciembre 31, 2015
	Costo				Depreciación acumulada y deterioro				Neto resultante
	Valor al inicio del año	Aumentos	Bajas	Valor al cierre del año	Acumulada al inicio del año	Del año	Acumulada al cierre del año	Bajas	
Pozos y equipos de explotación de petróleo y gas	81,631,326	761,547		82,392,873	68,884,012	1,136,729	70,020,741		12,372,132
Obras en curso	3,407		(3,407)						
Muebles y útiles	1,169,197	22,127		1,191,324	902,782	75,985	978,767		212,557
Rodados o vehículos	<u>530,539</u>			<u>530,539</u>	<u>358,777</u>	<u>72,316</u>	<u>431,093</u>		<u>99,446</u>
Total 31-12-16	<u>83,334,469</u>	<u>783,674</u>	<u>(3,407)</u>	<u>84,114,736</u>	<u>70,145,571</u>	<u>1,285,030</u>	<u>-</u>	<u>71,430,601</u>	<u>12,684,135</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>

ESPACIO EN BLANCO

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 2016 y 2015, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Campo</u>	Reservas probadas desarrolladas Diciembre 31,		Volumen de producción Diciembre 31,	
	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo (1)	<u>3,723,000</u>	<u>4,977,000</u>	<u>1,436,881</u>	<u>1,656,390</u>
Palanda - Yuca Sur (1)	<u>1,918,000</u>	<u>2,945,000</u>	<u>776,016</u>	<u>968,462</u>

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

9. DEUDAS COMERCIALES

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Corrientes:		
Proveedores y total (1)	<u>2,232,589</u>	<u>2,137,512</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.

10. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Participación laboral	1,290,383	1,554,979
Beneficios sociales	<u>212,488</u>	<u>510,293</u>
Total	<u>1,502,871</u>	<u>2,065,272</u>

10.1 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 tuvieran 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>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Saldos al comienzo del año	1,554,979	2,227,536
Provisión del año	1,290,383	1,554,979
Pagos efectuados	<u>(1,554,979)</u>	<u>(2,227,536)</u>
Saldos al fin del año	<u>1,290,383</u>	<u>1,554,979</u>

11. CARGAS FISCALES

11.1 Activos y pasivos

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
<i>Activos por impuestos corrientes y no corrientes:</i>		
Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 6, 11.3)	9,201	787,728
Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 6)	<u> </u>	<u>81,656</u>
Total	<u>9,201</u>	<u>869,384</u>
No Corrientes:		
Retenciones de impuesto a las ganancias (Nota 6, 11.3)	1,463,408	
Impuesto al Valor Agregado - IVA contrato anterior (Nota 6) (1)	<u>872,776</u>	<u>872,776</u>
Total	<u>2,336,184</u>	<u>872,776</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes y no corrientes:</i>		
Corrientes:		
Impuesto a las ganancias a pagar (Nota 11.3)	750,237	844,293
Retenciones y percepciones	66,371	70,005
Impuesto al Valor Agregado - IVA	<u>408,459</u>	<u>41,430</u>
Total	<u>1,225,067</u>	<u>955,728</u>
No Corrientes:		
Impuesto a las ganancias diferido y total (Nota 11.4)	<u>527,692</u>	<u>425,560</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.

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

	Año terminado ... Diciembre 31, 2016 ...			Año terminado ... Diciembre 31, ... <u>2016</u> <u>2015</u>	
	Consorcio Petrosud - Petroriva	Consorcio Palanda - Yuca Sur	Cuentas propias	Total	Total
Utilidad (pérdida) según estados financieros consorciales Ajustes NIIF	7,336,983	(42,885)	3,387,706	7,294,098 <u>3,387,706</u>	8,476,284 <u>(1,846,475)</u>
Utilidad (pérdida) según estados financieros consorciales y de la compañía	7,336,983	(42,885)	3,387,706	10,681,804	6,629,809
Rentas exentas					(50,215)
Gastos no deducibles	965,708	341,484		1,307,192	1,824,428
Ajustes NIIF			(3,387,706)	(3,387,706)	1,846,475
Amortización de pérdidas tributarias		(74,651)		(74,651)	(80,565)
Utilidad gravable	<u>8,302,691</u>	<u>223,948</u>	-	<u>8,526,639</u>	<u>10,169,932</u>
Impuesto a la renta corriente cargado a resultados (1)	<u>1,826,592</u>	<u>49,270</u>	-	<u>1,875,862</u>	<u>2,237,385</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.

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 2013 al 2016.

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

	Año terminado 31/12/16		Año terminado 31/12/15	
	Consortio Petrosud - Petroriva	Consortio Palanda - Yuca Sur	Consortio Petrosud - Petroriva	Consortio Palanda - Yuca Sur
Saldos al comienzo del año	844,293	(787,728)	1,362,106	(732,332)
Provisión	1,826,592	49,270	2,184,211	53,174
Pagos efectuados	(1,920,648)	(734,151)	(2,702,024)	(108,570)
Saldos al fin del año	<u>750,237</u>	<u>(1,472,609)</u>	<u>844,293</u>	<u>(787,728)</u>

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

11.4 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:

	31/12/16	31/12/15
Impuestos diferidos pasivos (Nota 11.1)	<u>(527,692)</u>	<u>(425,560)</u>

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

	Año terminado 31/12/16		31/12/15	
Ingresos por acumulación legal de contratos	(1,060,104)		(1,060,104)	
Provisión para taponamiento de pozos	335,489		454,574	
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	112,867		82,717	
Provisión por indemnización por años de servicios	<u>84,056</u>		<u>97,253</u>	
Total	<u>(527,692)</u>		<u>(425,560)</u>	

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

	... Reconocido en resultados ...		
	Saldos al comienzo del año	Efecto del año	Saldos al fin del año
Año 2016			
Ingresos por acumulación legal de contratos	(1,060,104)		(1,060,104)
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	82,717	30,150	112,867
Provisión para taponamiento de pozos	454,574	(119,085)	335,489
Provisión por indemnización por años de servicios	<u>97,253</u>	<u>(13,197)</u>	<u>84,056</u>
Total	<u>(425,560)</u>	<u>(102,132)</u>	<u>(527,692)</u>

	... Reconocido en resultados ...			
	Saldos al comienzo del año	Bajas (1)	Efecto del año	Saldos al fin 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 equipos, 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.

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

31/12/16 31/12/15

Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	<u>10,681,804</u>	<u>6,629,809</u>
Gasto de impuesto a la renta	2,349,997	1,458,558
Rentas exentas		(11,047)
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	(745,295)	406,225
Gastos no deducibles	287,582	401,373
Amortización de pérdidas tributarias	(16,422)	(17,724)
Efecto de impuestos diferidos	<u>102,132</u>	<u>1,211,547</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>1,977,994</u>	<u>3,448,932</u>
Tasa efectiva de impuestos	<u>19%</u>	<u>52%</u>

11.6 Aspectos tributarios

El 20 de mayo del 2016, se emitió la Ley Orgánica de Solidaridad y de Corresponsabilidad ciudadana para la Reconstrucción y reactivación de las zonas afectadas por el terremoto del 16 de abril de 2016, a continuación se detallan los aspectos más importantes de la mencionada Ley:

- Se establece la contribución solidaria sobre bienes inmuebles y derechos representativos de capital existentes en Ecuador de propiedad de sociedades no residentes en Ecuador equivalente al 0.9% en general y 1.8% al sujeto pasivo está en paraíso fiscal.
- Se establece la contribución solidaria del 3% sobre la utilidad gravable del ejercicio fiscal 2015, aplicado a las sociedades que realicen actividades económicas, y que fueren sujetos pasivos de impuesto a la renta.
- Incremento de la tarifa del IVA al 14% por el período de un año.
- Devolución o compensación de 2 puntos porcentuales adicionales del IVA pagado por las transacciones realizadas con dinero electrónico.

El 12 de octubre del 2016, se emitió la Ley Orgánica de Incentivos Tributarios para varios sectores productivos e interpretativa del Art. 547 del Código Orgánico de Organización Territorial, autonomía y descentralización que estableció, entre otros que las Compañías tendrán una deducción adicional del 100% por los gastos de seguros médicos privados y/o medicina prepagada contratados a favor de sus trabajadores, siempre que la cobertura sea para la totalidad de los trabajadores.

12. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

La Compañía no dispone del estudio de precios de transferencia correspondiente al año 2016, requerido por disposiciones legales vigentes, en razón de que el plazo para su presentación ante las autoridades tributarias, vence en el mes de junio del 2017. Dicho estudio constituye una base para determinar si las operaciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. A la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, la Administración de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) se

encuentra en proceso de preparación de dicho estudio y considera que los efectos, en caso de existir, carecerían de importancia relativa respecto de los estados financieros.

13. OTROS PASIVOS

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</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>1,152,918</u>	<u>1,180,796</u>

Un resumen de pasivos por beneficios definidos es como sigue:

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>	<u>01/01/15</u>
		(Restablecidos)	
Provisión por indemnización por años de servicio	830,038	967,539	1,082,238
Jubilación patronal	127,379		
Bonificación por desahucio	<u>195,501</u>	<u>213,257</u>	<u>258,854</u>
Total	<u>1,152,918</u>	<u>1,180,796</u>	<u>1,341,092</u>

13.1 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, considerando los plazos de vigencia de los contratos, en base a un estudio actuarial y las disposiciones establecidas en el Código de Trabajo.

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

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
	Año terminado	
Saldos al comienzo del año	967,539	1,082,238
Costo de servicio	109,541	125,635
Interés neto	20,414	19,048
Beneficios pagados	(32,356)	
Costo de servicios pasados		17,552
Pérdida actuarial reconocida por cambios en supuestos financieros	(96,072)	(12,034)
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(139,028)</u>	<u>(264,900)</u>
Saldos al fin del año	<u>830,038</u>	<u>967,539</u>

13.2 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>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Saldos al comienzo del año	213,257	258,854
Costo de servicio	44,104	29,348
Interés neto	4,501	4,554
Beneficios pagados	(7,606)	
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	(21,174)	(40,903)
Perdida actuarial reconocida por cambios en supuestos financieros	(22,374)	(2,652)
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(15,207)</u>	<u>(35,944)</u>
Saldos al fin del año	<u>195,501</u>	<u>213,257</u>

13.3 Jubilación patronal - De acuerdo con disposiciones del Código del Trabajo, los trabajadores que por veinte años o más hubieren prestado sus servicios en forma continuada o interrumpida, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores sin perjuicio de la jubilación que les corresponde en su condición de afiliados al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, considerando el nuevo plazo de vigencia del contrato del Bloque Pindo.

Los movimientos en el valor presente de la obligación de jubilación patronal fueron como sigue:

	Año terminado
	<u>31/12/16</u>
Costo de servicios pasados	141,438
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(14,059)</u>
Saldos al fin del año	<u>127,379</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 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, con base en el enfoque de la banda de fluctuación.

Las hipótesis actuariales significativas utilizadas para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos 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>	<u>Jubilación patronal</u>
Variación OBD (tasa de descuento - 0.5%)	27,401	6,413	12,107
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	3%	3%	10%
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	(26,111)	(6,112)	(10,889)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	-3%	-3%	-9%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	27,460	22,463	12,193
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	3%	3%	10%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(26,406)	(21,458)	(11,060)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial 0.5%)	-3%	-3%	-9%

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:

Consorcio Petrosud - Petroriva

	<u>31/12/16</u>	(Restablecido) <u>31/12/15</u>
Tasa(s) de descuento (1)	4.20	2.11
Tasa esperada del incremento salarial	3.00	3.00

(1) Al 31 de diciembre del 2016, se amplió el plazo de vigencia del contrato del Bloque Pindo, razón por la cual la tasa de descuento utilizada corresponde a los bonos corporativos de alta calidad con vencimientos entre 10 y 15 años (hasta 5 años en el año 2015).

Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur

	<u>31/12/16</u>	(Restablecido) <u>31/12/15</u>
Tasa(s) de descuento	2.17	2.11

Tasa esperada del incremento salarial	3.00	3.00
---------------------------------------	------	------

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

	Año terminado	
	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Costo de servicio	153,645	154,983
Interés neto	24,915	23,602
Costo de servicios pasados	141,438	17,552
Ganancia actuarial y efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas reconocidas en resultados	<u>(72,814)</u>	<u>(79,500)</u>
Subtotal costo de beneficios definidos reconocido en resultados (Nota 2.19)	<u>247,184</u>	<u>116,637</u>
Nuevas mediciones:		
Pérdida actuarial reconocida por cambios en supuestos financieros	(96,072)	(12,034)
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(139,028)</u>	<u>(264,899)</u>
Subtotal efecto de beneficios definidos reconocido en otro resultado integral	<u>(235,100)</u>	<u>(276,933)</u>
Total	<u>12,084</u>	<u>(160,296)</u>

14. 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 6.75%.

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

	Año terminado	
	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
SalDOS al comienzo del año	5,071,571	4,608,419
Actualización de la provisión	367,688	340,025
Cambio en las estimaciones de la provisión	<u>(775,905)</u>	<u>123,127</u>
SalDOS al fin del año	<u>4,663,354</u>	<u>5,071,571</u>

15. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

15.1 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.

15.2 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.

15.3 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.

15.4 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.

15.5 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.

15.6 Categorías de los instrumentos financieros - Un detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por la Compañía es como sigue:

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
<i>Activos financieros:</i>		
Costo amortizado:		
Bancos (Nota 4)	6,580,468	6,658,700
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 5)	<u>8,395,320</u>	<u>9,075,891</u>
Total	<u>14,975,788</u>	<u>15,734,591</u>

Pasivos financieros:

Costo amortizado:

Deudas comerciales (Nota 9) y total	<u>2,850,970</u>	<u>2,755,893</u>
-------------------------------------	------------------	------------------

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

16. PATRIMONIO

16.1 Capital social - El capital social autorizado consiste de 669,999 acciones de US\$1 valor nominal unitario.

16.2 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.

16.3 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.

16.4 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 ITAÚ 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.

16.5 Utilidades retenidas

	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Utilidades retenidas - distribuibles	10,018,090	8,301,066
Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF	<u>(1,204,824)</u>	<u>(1,204,824)</u>
Total	<u>8,813,266</u>	<u>7,096,242</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.

16.6 Dividendos - Durante el 2016, la Compañía canceló a Dutmy S.A. US\$7.5 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad de los años 2014 y 2013. En el año 2015, se canceló a Dutmy S.A. dividendos por US\$5.2 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.

17. INGRESOS

Un resumen de los ingresos de la Compañía es como sigue:

	Año terminado	
	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	26,513,023	41,029,849
Ingresos por servicios de bombeo de crudo	<u>524,444</u>	<u> </u>
Total	<u>27,037,467</u>	<u>41,029,849</u>

Ingresos por servicios de bombeo de crudo - Corresponde a la tarifa cobrada a Petroamazonas EP por el bombeo de crudo del Campo Pindo desde el punto de fiscalización hacia la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico.

18. COSTOS Y GASTOS POR SU NATURALEZA

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

Rubros	Costo de producción	Gastos de exploración	Año terminado 31/12/16		Total	Año terminado 31/12/15	
			Gastos de administración	Gastos de comercialización		Total	Total
Depreciación de propiedad, planta y equipo	4,651,149		38,11		4,689,266	8,187,845	
Pozos no exitosos						256,311	
Sueldos y jornales	2,416,351		513,39		2,929,744	3,553,322	
Energía	60,000				60,000	60,000	
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	1,537,790		18,28		1,556,073	1,989,304	
Servicios de terceros	1,373,704		29,55		1,403,255	1,869,249	
Contribuciones sociales	417,479		102,03		519,518	557,359	
Impuestos, tasas y contribuciones	345,267		107,44		452,712	549,553	
Honorarios y retribuciones por servicios	207,878		318,05		525,935	721,583	
Movilidad	222,642		13,05		235,701	324,811	
Seguros	325,896				325,896	511,135	
Conservación del medio ambiente	228,897				228,897	302,449	
Alquileres	2,359,015		40,15		2,399,168	3,122,289	
Gastos relacionados con el personal	328,079		43,57		371,651	457,320	
Fletes de materiales y productos terminados	178,008				178,008	179,404	
Combustibles y lubricantes	1,460,018		532		1,460,550	2,072,625	
Comunicaciones	55,392		36,03		91,427	90,591	
Aditivos y colorantes	20,253				20,253	93,852	
Publicidad y propaganda			18,97		18,977	17,876	
Cuotas institucionales						349	
Provisión cuentas de cobro dudoso				2,819,18	2,819,180	2,147,792	
Diversos	(110,214)		18,07		(92,143)	418,031	
Total al 31/12/16	16,077,604	-	1,297,28	2,819,18	20,194,068		
Total al 31/12/15 (restablecido)	23,349,841	256,311	1,729,10	2,147,79		27,483,050	

19. OTROS RUBROS DEL ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

	Año terminado	
	31/12/16	31/12/15
Otros ingresos (egresos), netos		
Deterioro de inversiones de producción	(3,404,236)	5,717,530
Diferencia de precio en recuperaciones (1)	(598,075)	293,016
Diversos	<u>481,357</u>	<u>(39,385)</u>
Total	<u>(3,520,954)</u>	<u>5,971,161</u>
Impuesto a las ganancias		
Gasto impuesto a las ganancias corriente (Nota 11.2)	1,875,862	2,237,385
Gasto por impuesto a las ganancias diferido (Nota 11.4)	<u>102,132</u>	<u>1,355,136</u>
Total	<u>1,977,994</u>	<u>3,592,521</u>

(1) Corresponde al 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 2016 y 2015 por operaciones con partes relacionadas son los siguientes:

	Otras cuentas por cobrar	
	Año terminado	
	31/12/16	31/12/15
Petroriva S.A. y total (Nota 6) (1)	<u>1,753,933</u>	<u>753,500</u>
	Otras cuentas por pagar	
	Año terminado	
	31/12/16	31/12/15
Dutmy S.A. y total (Nota 13)	<u>2,000</u>	<u>2,000</u>

(1) Corresponde a los valores entregados por concepto de cashcalls al Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur, cuyos saldos son transferidos a sus compañías socias reflejando obligaciones y derechos entre las mismas.

Las operaciones con sociedades relacionadas, durante los años 2016 y 2015 son las siguientes:

	Dividendos pagados	
	Año terminado	
	<u>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Dutmy S.A. y total	<u>7,500,000</u>	<u>5,250,000</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>31/12/16</u>	<u>31/12/15</u>
Beneficios a corto plazo	<u>241,786</u>	<u>330,863</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 2016, 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) en adelante "Petroecuador", 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 2016 el valor actualizado por la administración de los Consorcios es de US\$1.9 millones (US\$950 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 dicho 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 del 2003, las compañías que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva presentaron un reclamo en contra de 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 Petroecuador y con providencia del 23 de septiembre del 2004, el juez a cargo del proceso emitió el mandato de pago y dispuso que Petroecuador pague a las compañías que conforman el Consorcio un valor de US\$962 mil (US\$481 mil corresponden a la Compañía). Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, se continúa con el procedimiento de ejecución. Al 31 de diciembre del 2016 el valor actualizado por la administración de los Consorcios es de US\$1.7 millones (US\$850 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 2016, 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 Consortios:</i>		
Total activos	37,612,918	31,709,783
Total pasivos	8,451,425	20,977,189
Ingresos	34,941,860	19,133,075
Costos y gastos de operación	17,721,530	19,738,130
<i>Participación proporcional</i>	50%	50%
Total activos	18,806,459	15,854,892
Total pasivos	4,225,713	10,488,595
Ingresos	17,470,930	9,566,537
Costos y gastos de operación	8,860,765	9,869,065

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.
