

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2014**

1. INFORMACIÓN GENERAL

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (en adelante la

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

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

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

Las modificaciones a los contratos incluyen:

Consorcio Palanda Yuca - Sur

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

Consorcio Petrosud - Petroriva

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

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

Operaciones - Las principales operaciones y cambios en la actividad de los Consorcios Petrosud - Petroriva y Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) se resumen en la Nota 8.

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

Un resumen de los compromisos de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) y su cumplimiento, para el año 2014, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto Original</u>	<u>Diferencia</u>	<u>Real Ejecutado</u>
------------------	---------------------------------	-------------------	---------------------------

<u>Actividad</u>	Presupuesto <u>Original</u>	<u>Diferencia</u>	Real <u>Ejecutado</u>
------------------	--------------------------------	-------------------	--------------------------

el valor razonable, pero no son su valor razonable, tales como el valor neto de realización de la NIC 2 o el valor en uso de la NIC 36.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- 2.6 Inventarios** - Son presentados al costo de adquisición. Son valuados al costo promedio ponderado. Las importaciones en tránsito se encuentran registradas a su costo de adquisición. Los inventarios incluyen una provisión para reconocer pérdidas por obsolescencia, la cual es determinada en función de un análisis de la posibilidad real de utilización en la prestación de servicios.

2.7 Propiedades, planta y equipos

2.7.1 Propiedades y equipo

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

El costo de propiedades y equipos comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación y la puesta en condiciones de funcionamiento.

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

2.7.1.2 Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo - Después del reconocimiento inicial, las propiedades y equipos son registradas al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas de deterioro de valor. Los gastos de reparaciones y mantenimientos se imputan a resultados en el período en que se producen.

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

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

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

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

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

2.7.2.1 Inversiones de exploración - Los costos de exploración relacionados con el descubrimiento específico de reservas se capitalizan cuando se incurren. Los costos de exploración y perforación de pozos exploratorios se capitalizan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de exploración y perforación se imputan a resultados.

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

- Adquisición de derechos de exploración;
- Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos;
- Perforaciones exploratorias;
- Excavaciones de zanjas y trincheras;
- Toma de muestras

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

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

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

2.7.2.3 Amortización de inversiones de desarrollo y producción - La Compañía calcula la amortización de las inversiones de producción en base a las unidades producidas, considerando la producción del período y las reservas de petróleo probadas desarrolladas, de acuerdo a las reservas probadas incluidas en la estimación técnica realizada por un profesional independiente al 31 de diciembre del 2013 y 2012 para los años terminados el 31 de diciembre del 2014 y 2013, respectivamente.

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

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

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

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

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

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

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

2.10.2 Impuesto corriente - Se basa en la utilidad gravable (tributaria) registrada durante el año. La utilidad gravable difiere de la utilidad contable, debido a las partidas de ingresos o gastos imposables o deducibles y partidas que no serán gravables o deducibles. El pasivo de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período.

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

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

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

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

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

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

estimado para cancelar la obligación presente, su valor en libros representa el valor presente de dicho flujo de efectivo.

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

2.12 Beneficios a empleados

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

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

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

2.12.2 Participación a trabajadores - Debido a que la Compañía no tiene empleados, no corresponde constituir provisiones por este concepto. Sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%), está constituida de acuerdo con disposiciones legales a la tasa del 15% y es registrada en el resultado del año. A partir del año 2010, el 12% de esta participación debe ser pagada al Estado Ecuatoriano conforme lo regula el reglamento correspondiente. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) (Nota 11).

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

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

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

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

2.14 Costos y gastos - Los costos y gastos se registran al costo histórico. Los costos y gastos se reconocen a medida que son incurridos, independientemente de la fecha en que se haya realizado el pago, y se registran en el período en el que se conocen.

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

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

2.16 *Activos financieros* - Los activos financieros se clasifican dentro de las siguientes categorías: activos financieros

- Es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- La desaparición de un mercado activo para ese activo financiero debido a dificultades financieras.

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

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

2.16.4 Baja de un activo financiero - La Compañía da de baja un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, y transfiere de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero. Si la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Compañía reconoce su participación en el activo y la obligación asociada por los valores que tendría que pagar. Si la Compañía retiene sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continuará reconociendo el activo financiero y también reconocerá un préstamo garantizado de forma colateral por los ingresos recibidos.

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

2.17 Pasivos financieros - Los instrumentos de deuda son clasificados como pasivos financieros de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual.

Los pasivos financieros se clasifican como pasivo corriente a menos que la Compañía tenga derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera.

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

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

2.17.2 Baja de un pasivo financiero - La Compañía dará de baja en cuentas un pasivo financiero 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.

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

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

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

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

NIIF 9 Instrumentos financieros

La NIIF 9 emitida en noviembre del 2009, introdujo nuevos requisitos para la clasificación y medición de activos financieros. Esta norma se modificó posteriormente en octubre del 2010 para incluir los requisitos para la clasificación y medición de pasivos financieros, así como su baja en los estados financieros, y en noviembre del 2013, incluyó nuevos requisitos para la

contabilidad de cobertura general. En julio del 2014, se emitió otra versión revisada de la NIIF 9, principalmente para incluir lo siguiente:

- Requerimientos de deterioro para activos financieros y,
- Modificaciones limitadas a los requisitos de clasificación y medición al introducir una categoría de medición a

NIIF 3 y de otras normas (por ejemplo, NIC 36 Deterioro de Activos, con respecto a la prueba de deterioro de una unidad generadora de efectivo a la que se ha distribuido la plusvalía en una adquisición de una operación conjunta). Deben utilizarse los mismos requisitos para la formación de una operación conjunta si, y solo si, un negocio existente es aportado a la operación conjunta por una de las partes que participa en ella.

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

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

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

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

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

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

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

NIIF 15 Ingresos Procedentes de contratos con los clientes

En mayo del 2014 se emitió la NIIF 15, que establece un modelo extenso y detallado que deben utilizar las entidades en el registro y reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes. La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 Ingresos, la NIC 11 Contratos de Construcción y las interpretaciones respectivas en la fecha en que entre en vigencia.

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

Paso 1: identificar el contrato con los clientes.

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

Paso 3: determinar el precio de la transacción.

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

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

Según la NIIF 15, una entidad contabiliza un ingreso cuando (o en la medida que) se satisfaga una obligación de ejecución, es decir, cuando el

- Las modificaciones a la NIC 40 aclaran que la NIC 40 y la NIIF 3 no son mutuamente excluyentes y, la aplicación de ambas normas puede ser requerida. Por lo tanto, una entidad que adquiera una propiedad de inversión debe determinar si:
 - a) El inmueble cumple con la definición de propiedad de inversión establecida en la NIC 40 y,
 - b) La transacción cumple con la definición de combinación de negocios según la NIIF 3.

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

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

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

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

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

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

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

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

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

El actuario contratado por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) para realizar el cálculo actuarial, utiliza la tasa de descuento, la tasa de mortalidad y de rotación al

final de cada año reportado por la administración de los Consorcios. La tasa de descuento es la tasa de interés que debe ser utilizada para determinar el valor presente de los flujos futuros de caja estimados que se espera van a ser requeridos para cumplir con la obligación de estos beneficios.

- 3.3. *Impuesto a la renta diferido*** - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) han realizado la estimación de sus impuestos diferidos considerando que ciertas diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro.
- 3.4. *Reservas de crudo*** - Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por un profesional independiente. Las reservas probadas desarrolladas son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y método de operación existentes. Las estimaciones de reservas de petróleo no son exactas y son sujetas de revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contables financieras (como la estimación estándar de los flujos de efectivo descontados y la amortización de inversiones de exploración, desarrollo y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.
- 3.5. *Taponamiento de pozos*** - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, la Administración de la Compañía efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de campos, en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del Consorcio (en el cual la Compañía participa con el 50%). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 7.25% (10% para el año 2013).

4. BANCOS

Un resumen de bancos es como sigue:

No corrientes:

Deudores comunes	62,550	53,848
Provisión de cobro dudoso	<u>(62,550)</u>	<u>(53,848)</u>

Total	<u>-</u>	<u>-</u>
-------	----------	----------

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

6. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Un resumen de otras cuentas por cobrar es como sigue:

Materiales en almacenes	455,262	204,081
Provisión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	<u>(455,262)</u>	<u>(204,081)</u>
Total	<u>98,350</u>	<u>98,350</u>

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

8. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

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

<u>Concepto</u>	Diciembre 31, 2014							Diciembre 31, 2013	
	Costo				Depreciación			Neto resultante	Neto resultante
	<u>Valor al inicio del año</u>	<u>Aumentos</u>	<u>Bajas</u>	<u>Valor al cierre del año</u>	<u>Acumulada al inicio del año</u>	<u>Del año</u>	<u>Acumulad al cierre del año</u>		
Pozos y equipos de explotación de petróleo y gas	71,752,154	14,536,907	(6,131,006)	80,158,055	45,053,313	10,075,223	55,128,536	25,029,519	26,698,841
Muebles y útiles	989,725	117,536		1,107,261	706,875	123,678	830,553	276,708	282,852
Rodados o vehículos	<u>421,267</u>	<u>15,584</u>		<u>436,851</u>	<u>227,872</u>	<u>68,833</u>	<u>296,705</u>	<u>140,146</u>	<u>193,395</u>
Total 31-12-14	<u>73,163,146</u>	<u>14,670,027</u>	<u>(6,131,006)</u>	<u>81,702,167</u>	<u>45,988,060</u>	<u>10,267,734</u>	<u>56,255,794</u>	<u>25,446,373</u>	
Total 31-12-13	<u>62,503,541</u>	<u>10,021,398</u>	<u>638,207</u>	<u>73,163,146</u>	<u>38,433,316</u>	<u>7,554,744</u>	<u>45,988,060</u>		<u>27,175,088</u>

- 8.1. Amortización** - Las reservas probadas desarrolladas obtenidas de los informes de reservas certificadas al 31 de diciembre del 2013 y 2012, de los campos en los que opera el Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción de hidrocarburos, para los años 2014 y 2013, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

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

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

8.2. Nuevas perforaciones Consorcio Palanda Yuca - Sur

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

Pozos perforados en el área Yuca Sur:

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

Pozos perforados en el área Llumpak:

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

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

- Disminución de la producción en un 57%, de 472 bppd a 201 bppd.
- Incremento del corte de agua de 10% a 58%
- Llumpak 2 (pozo exploratorio) - La perforación del pozo inició el 7 de octubre de 2014 y terminó el 1 de noviembre del mismo año. Posteriormente se efectuó un proceso de

completación para evaluar las zonas de mejor potencial petrofísico, que incluyó pruebas de producción en el subsuelo.

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

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

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

9. DEUDAS COMERCIALES

Un resumen de deudas comerciales es como sigue:

10. PRÉSTAMOS

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

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

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

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

Saldos al comienzo <u>del año</u>	Reconocido en resultados		Saldos al fin <u>del año</u>
	<u>Bajas</u>	<u>Efecto del año</u>	

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

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

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

12.6 Aspectos Tributarios

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

Deducibilidad de gastos

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

Tarifa de impuestos a la renta

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

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

Impuesto a la Salida de Divisas

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

13. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

De conformidad con disposiciones legales vigentes, los contribuyentes sujetos al impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas definidas para efectos tributarios, dentro de un mismo período fiscal por un importe acumulado superior a US\$6 millones, están obligados a presentar un estudio de Precios de Transferencia. Al 31 de diciembre del 2014, los Consorcios (donde la Compañía participa en un 50%) determinaron y registraron un ajuste por US\$96 mil para la liquidación del impuesto a la renta del año 2014 (Ver Nota 12.2).

14. OTROS PASIVOS

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

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

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

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	728,112	682,158
Costo de servicio	104,361	133,696
Interés neto	50,968	47,822
Beneficios pagados	(9,863)	
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(14,540)</u>	<u>(135,564)</u>
Saldos al fin del año	<u>859,038</u>	<u>728,112</u>

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

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

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	182,028	160,994
Costo de servicio	68,702	42,068
Interés neto	12,560	11,269
Beneficios pagados	(5,912)	
Efecto de reducciones y liquidaciones anticipadas	(5,451)	
Ganancia actuarial reconocida por ajustes y experiencia	<u>(46,460)</u>	<u>(32,303)</u>
Saldos al fin del año	<u>205,467</u>	<u>182,028</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 por un actuario independiente. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del empleado y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio a cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.

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

Las hipótesis actuariales significativas utilizadas para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos (OBD) son la tasa de descuento, incremento salarial esperado y la mortalidad. El análisis de sensibilidad detallado a continuación se ha desarrollado en base a los cambios

razonablemente posibles que se produzcan al final del período de referencia de los respectivos supuestos.

	<u>Provisión por indemnización</u> (en U.S. dólares)	<u>Bonificación por desahucio</u>
Variación OBD (tasa de descuento - 0.5%)	77,701	18,554
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	11%	11%
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	(68,894)	(16,454)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	-50%	-50%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	80,498	19,222
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	12%	12%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(71,734)	(17,133)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	-50%	-50%

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

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

	<u>2014</u> %	<u>2013</u> %
Tasa(s) de descuento	7.00	7.00
Tasa(s) esperada del incremento salarial	3.00	3.00

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

	<u>2014</u> (en U.S. dólares)	<u>2013</u>
Costo de servicio	173,063	175,764

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

15. PROVISIONES

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

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

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	3,442,736	1,143,304
Adiciones por pozos perforados	473,155	113,485
Actualización de la provisión	344,640	
Ajuste por cambios en estimación contable		2,321,345
Ajuste cambio en la tasa de descuento	347,888	
Otros		<u>(135,398)</u>
Saldos al fin del año	<u>4,608,419</u>	<u>3,442,736</u>

16. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

16.1 Gestión de riesgos financieros - En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) están expuestos a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa al valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

La Compañía dispone de una organización y de sistemas de información, administrados por la Casa Matriz, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Comité de Dirección medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

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

16.2 Riesgo en las tasas de interés - La Compañía se encuentra expuesta a riesgos en la tasa de interés debido a que la Compañía toma dinero en préstamo a tasas de interés fijas. El riesgo es manejado por la Compañía evaluando periódicamente la volatilidad de las tasas de interés en el mercado y determinar acciones inmediatas en el caso de que ameriten.

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

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

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

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

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

Deudas comerciales (Nota 9)	4,400,721	2,558,180
Préstamos (Nota 10)	<u>9,676,158</u>	<u>6,596,907</u>
Total	<u>14,076,879</u>	<u>9,155,087</u>

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

17. PATRIMONIO

- 17.1 Capital social** - El capital social autorizado consiste de 669,999 acciones de US\$1 valor nominal unitario.
- 17.2 Reserva legal** - La Ley de Compañías requiere que por lo menos el 10% de la utilidad anual sea apropiado como reserva legal hasta que ésta como mínimo alcance el 50% del capital social. Esta reserva no es disponible para el pago de dividendos en efectivo pero puede ser capitalizada en su totalidad
- 17.3 Aporte para futuras capitalizaciones** - Según actas de Junta de Accionistas efectuadas en abril, julio y octubre del 2014, Dutmy S.A. subrogará cuotas de capital e intereses del préstamo que la Compañía mantiene con el Banco ITAÚ UNIBANCO S.A. antes de las fechas de vencimiento de cada cuota. Adicionalmente con fecha 6 de enero del 2014, Dutmy S.A. subrogó el préstamo que la Compañía mantenía con Ebna Bank por US\$6,602,075. De acuerdo a la decisión de la Junta de Accionistas, las cuotas subrogadas se destinarán como aportes para su capitalización. Dicha decisión no podrá ser revertida en juntas de accionistas futuras. Al 31 de diciembre del 2014, se ha realizado la subrogación del pago del préstamo con Ebna Bank por US\$6,602,075, el pago de la primera cuota de intereses de Banco ITAU UNIBANCO S.A. por US\$98,963 mil y el pago de la segunda, tercera y cuarta cuota de capital e intereses por US\$2,136,231 los cuales se registraron como aporte para futuras capitalizaciones en el patrimonio.
- 17.4 Utilidades retenidas** - Un resumen de las utilidades retenidas es como sigue:

deudor podrá ser absorbido por los resultados acumulados y los del último ejercicio económico concluido, si los hubiere

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

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

18. COSTOS Y GASTOS POR SU NATURALEZA

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

ESPACIO EN BLANCO

19. OTROS RUBROS DEL ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

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

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

20. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

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

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

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

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

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

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

Aportes futuras capitalizaciones

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Dutmy S.A. y total (Nota 17.3)	<u>8,837,269</u>	<u>-</u>
20.2. <i>Compensación del personal clave de la gerencia y del Directorio</i> - 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:		

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en U.S. dólares)	
Beneficios a corto plazo	<u>338,140</u>	<u>477,041</u>

21. PASIVOS CONTINGENTES Y ACTIVOS CONTINGENTES

- 21.1 *Pasivos Contingentes*** - Al 31 de diciembre del 2014, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) registran los pasivos contingentes, en la medida que en opinión de la Administración y sus asesores legales externos, la perspectiva de la contingencia sea probable y cuantificable.

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

Año 2010

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

Año 2011

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

Los informes emitidos por la ARCH son de carácter administrativo y es el Servicio de Rentas Internas - SRI que considera dichos informes en sus procesos de fiscalización y determinación del pago de impuestos adicionales para la Compañía. El Servicio de Rentas Internas ha fiscalizado los Consorcios hasta el año 2009 y no existe ningún valor pendiente de pago por parte de los Consorcios.

- 21.2 *Activos Contingentes*** - Al 31 de diciembre del 2014, los Consorcios mantienen los siguientes activos contingentes, los cuales serán registrados en la medida que la resolución favorable de la contingencia sea virtualmente cierta.

- **Curva Base** - Durante la ejecución del contrato firmado entre las compañías que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador, el Consorcio realizó inversiones e incurrió en costos adicionales para incrementar la producción de la curva base establecida en el contrato de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur, considerando, que a la fecha de operación de los campos marginales la curva base era inferior a la establecida en el referido contrato. Debido a esta situación, el Consorcio presentó un reclamo ante el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito para la recuperación de las inversiones efectuadas. Mediante un laudo arbitral se determinó una sentencia favorable al Consorcio y con providencia del 27 de septiembre del 2004, se dispuso que EP Petroecuador pague al Consorcio un valor de US\$779,562 (US\$389,791 corresponde a la Compañía). Dicha providencia fue apelada por EP Petroecuador, por lo que, en opinión de los asesores legales del Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta. Actualmente, las compañías que integran el Consorcio Petrosud - Petroriva discuten con EP Petroecuador un procedimiento de pago cuya ejecución, en opinión de los asesores legales del Consorcio, es incierta.
- **Precio de Combustible** - Las compañías que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva mantienen un reclamo con la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador por una diferencia producida en el precio del combustible provisto por EP Petroecuador al Consorcio para que este último pueda desarrollar las operaciones de explotación y exploración de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur. El precio tomado por EP Petroecuador para facturar el combustible fue el precio referencial internacional, el cual difiere con el precio vigente en el Ecuador. Debido a esa circunstancia, las compañías que conforman el Consorcio presentaron un reclamo ante el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito, el cual mediante un laudo arbitral determinó una sentencia favorable a las compañías que conforman el Consorcio; con este antecedente, el 30 de julio del 2004, el Consorcio a través de sus representantes legales, presentó ante el Juez Vigésimo Primero de lo Civil de Pichincha una demanda de ejecución del laudo arbitral en contra de EP Petroecuador y con providencia del 23 de septiembre del 2004, se dispuso que EP Petroecuador pague a las compañías que conforman el Consorcio un valor de US\$962,000 (US\$481,000 corresponden a la Compañía). Dicha providencia fue apelada por EP Petroecuador, por lo que, en opinión de los asesores legales de las compañías que conforman el Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta. Actualmente, las compañías que integran el Consorcio Petrosud - Petroriva discuten con EP Petroecuador un procedimiento de pago cuya ejecución, en opinión de los asesores legales del Consorcio, es incierta.

22. NEGOCIOS CONJUNTOS

Las siguientes cifras han sido incluidas en los estados financieros de la Compañía, al 31 de diciembre del 2014, como resultado de la participación proporcional de las entidades controladas en forma conjunta (Consortios) de los cuales la Compañía es socia:

Consortio
Petrosud - Petroriva

Consortio
Palanda - Yuca Sur