

PETRRORIVA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012

1. INFORMACIÓN GENERAL

Petroriva S.A. (en adelante la "Compañía") es una compañía constituida en el Ecuador y subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. de Argentina. Su domicilio es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz. La Compañía forma parte del Consorcio Petrosud - Petroriva y del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en adelante los "Consortios"), sociedades constituidas legalmente en el Ecuador el 17 de agosto del 2000 y el 1 de julio del 2010, respectivamente, cuyos objetos principales son llevar a cabo y ejecutar todas las tareas de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur de acuerdo con los contratos firmados entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador (ex Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador) y los Consortios (en los que la Compañía participa con el 40%); adicionalmente, como actividad propia hasta septiembre del 2012, se dedicaba a la comercialización de cemento.

Contrato de Prestación de Servicios - El 27 de julio del 2010, entró en vigencia la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial No. 244, la cual, entre otros asuntos, establece que los contratos bajo la modalidad de Campos Marginales, contratos aplicables para los Consortios (en los cuales la Compañía participa con el 40%) deben modificarse para adoptar el modelo de Contrato de Prestación de Servicios. El 22 de enero del 2011, las compañías socias de los Consortios firmaron con el Estado Ecuatoriano el referido contrato de prestación de servicios y el 21 de febrero del 2011, se inscribieron los contratos en la Secretaría de Hidrocarburos, fecha de inicio de los nuevos contratos.

Los nuevos contratos establecen, entre otros aspectos los siguientes:

- Que el prestador de los servicios tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al estado ecuatoriano en un punto de fiscalización. Esta tarifa constituye el ingreso bruto de la contratista y se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido. Dicha tarifa por barril neto para los Campos Palanda - Yuca Sur y Pindo es US\$31.90 y US\$28.50, respectivamente. Las referidas tarifas para el año 2012 fueron de US\$32.39 para el campo Palanda - Yuca Sur y de US\$28.94 para el campo Pindo.
- Se determinará la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior de la siguiente manera: de los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado y los tributos correspondientes al Instituto para el Ecodesarrollo de la Región Amazónica y Esmeraldas - ECORAE y a la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por la prestación de los servicios.
- Los Consortios 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 Hidrocarburo (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 24% para el año 2011, del 23% para el año 2012 y del 22% a partir del año 2013, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 90 y 37 de la Ley de Régimen Tributario Interno, reformados, mediante la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 del 27 de julio del 2010 y por la Disposición Transitoria Primera del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 351 del 29 de diciembre del 2010.
- El plazo de dichos contratos será desde la fecha de su inscripción en la Secretaría de Hidrocarburos hasta el 30 de julio del 2019.

Operaciones - Las principales operaciones y cambios en la actividad de los Consorcios Petrosud - Petroriva y Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 40%) se resumen en la Nota 18.

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 40%) 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 40%) y su cumplimiento, para el año 2012, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto original</u>	<u>Primera reforma</u>	<u>Presupuesto reformado</u>	<u>Diferencia</u>	<u>Real ejecutado</u>
					...(en miles de U.S. dólares)...
Inversiones en facilidades	729	306 (1)	1,035	55	1,090
Inversiones en sísmica	1,503		1,503	(1,238)	265
Inversiones en perforación y estudios				1,276	1,276
Inversiones en actividades adicionales	9,281	6,797 (1)	16,078	(1,488)	14,590
Inversiones en activos fijos	<u>84</u>	<u>110 (1)</u>	<u>194</u>	<u>(28)</u>	<u>166</u>
Total	<u>11,597</u>	<u>7,213</u>	<u>18,810</u>	<u>(1,423)</u>	<u>17,387</u>

- (1) Mediante comunicación 402-CPPYS-2012 del 17 de diciembre del 2012, el Consorcio Palanda Yuca - Sur (en el que la Compañía participa con el 40%) solicitó autorización a la Secretaría de Hidrocarburos para reformar el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del bloque Palanda Yuca -Sur por US\$7,213 mil. La Subsecretaría de Administración de Áreas Asignadas y Contratación Hidrocarburífera, mediante memorando No. 592-SH-SCH-UEC-DEE-2013 del 7 de febrero del 2013 aprobó la reforma al programa de actividades y el presupuesto del Consorcio por dicho valor.

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	<u>Presupuesto original</u>	<u>Primera reforma</u>	<u>Presupuesto reformado</u>	<u>Diferencia</u>	<u>Real ejecutado</u>
					...(en miles de U.S. dólares)...
Inversiones en facilidades	1,490	(278) (2)	1,211	301	1,512
Inversiones en perforación y estudios				2,397	2,397
Inversiones en activos fijos	<u>90</u>	<u>104 (2)</u>	<u>194</u>	<u>82</u>	<u>276</u>
Total	<u>1,580</u>	<u>(174)</u>	<u>1,405</u>	<u>2,780</u>	<u>4,185</u>

- (2) Mediante comunicación 408-PSPR-2012 del 17 de diciembre del 2012, el Consorcio Petrosud - Petroriva (en el que la Compañía participa con el 40%) solicitó la autorización a la Secretaría de Hidrocarburos para que ciertas actividades de inversiones en facilidades descritas en el contrato modificatorio sean sustituidas por otras actividades que van a ser ejecutadas en el año 2013. La Subsecretaría de Administración de Áreas Asignadas y Contratación Hidrocarburífera, mediante memorando No. 582-SH-SCH-UEC-DEE-2013 del 6 de febrero del 2013 aprobó la reforma al programa de actividades presentado por el Consorcio.

Contratos para la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos en los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur (vigentes hasta el 20 de febrero del 2011) - El 1 de julio de 1999, se firmaron dos contratos entre las compañías socias de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en los

Campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur, a fin de incrementar la producción actual e incorporar nuevas reservas. Estos contratos fueron inscritos en el Registro de Hidrocarburos el 30 de julio de 1999.

Los contratos antes mencionados establecían que el Estado Ecuatoriano y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador no asumían riesgo alguno por la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos. Dichos contratos tenían una duración de 20 años hasta el año 2019 y las actividades de exploración adicional de hidrocarburos tenían un plazo improrrogable de 3 años a partir de la fecha de aprobación del Estudio de Impacto Ambiental por parte de la Dirección Nacional de Protección Ambiental - DINAPA (Ministerio del Ambiente). Al término del período de explotación, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) entregarían a EP Petroecuador sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos, obras de infraestructura y demás muebles e inmuebles que hubiesen sido adquiridos para los fines de estos contratos.

De acuerdo a lo establecido en los contratos y según disposiciones legales, de la utilidad neta anual de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%), se debía destinar un mínimo del 10%, para invertir en el desenvolvimiento del mismo o de otras industrias de hidrocarburos en el país.

Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) tenían derecho a una remuneración fija por barril de petróleo crudo entregado a EP Petroecuador definido por una curva base de producción y a una participación en la producción incremental sobre la curva base, según lo siguiente:

<u><i>Campo Palanda - Yuca Sur</i></u>	<u><i>%</i></u>
Producción diaria curva base de hasta 229 bpd (*)	0
Producción incremental sobre la curva base de hasta 729 (bpd (*)	57
Producción incremental de hasta 300% sobre la curva base	55
Producción incremental sobre 300% de la curva base	55

La producción total del Campo Marginal Palanda - Yuca Sur, por el período comprendido entre el 1 de enero y el 20 de febrero del 2011, fue de 83,193 barriles de petróleo crudo respectivamente, de la cual, le correspondió a EP Petroecuador 43,351 barriles de petróleo crudo y al Consorcio 39,842 barriles de petróleo crudo (15,937 barriles corresponden a la Compañía), en esa fecha.

<u><i>Campo Pindo</i></u>	<u><i>%</i></u>
Producción diaria curva base de hasta 437 (491 en el año 2010) bpd (*)	0
Producción incremental sobre la curva base de hasta 937 (991 en el año 2010) bpd (*)	49
Producción incremental de hasta 300% sobre la curva base	43
Producción incremental sobre 300% de la curva base	43

La producción total del Campo Marginal Pindo, por el período comprendido entre el 1 de enero y el 20 de febrero del 2011, fue de 280,930 barriles de petróleo crudo, de la cual, le correspondió a EP Petroecuador 168,183 barriles de petróleo crudo y al Consorcio 112,747 barriles de petróleo crudo (45,099 barriles corresponden a la Compañía), en esa fecha.

Adicionalmente, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) recibían de EP Petroecuador una tarifa correspondiente al reembolso de costos de operaciones de la curva base de producción, conforme se indica a continuación:

... Tarifa por barril ...

<u>Producción</u>	<u>2011</u> (en U.S. dólares)
<u><i>Campo Palanda - Yuca Sur</i></u> Hasta 229 bpd (*)	<u>9.32</u>
<u><i>Campo Pindo</i></u> Hasta 437 bpd (*)	<u>5.95</u>

(*) bpd = barriles por día

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

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

- 2.1 *Declaración de cumplimiento*** - Los estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- 2.2 *Bases de preparación*** - Los estados financieros han sido preparados sobre las bases del costo histórico excepto por ciertas propiedades e instrumentos financieros que son medidos a sus valores razonables, tal como se explica en las políticas contables incluidas más abajo. El costo histórico está basado generalmente en el valor razonable de la contrapartida dada en el intercambio de los activos.
- 2.3 *Unidad monetaria*** - Los registros contables de la Compañía, para efectos estatutarios, son preparados en U.S. dólares.

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

- 2.4 *Participación en negocios conjuntos*** - Un negocio conjunto es un acuerdo contractual mediante el cual la Compañía y otras partes asumen una actividad económica sujeta a control conjunto, entendiéndose por esto las decisiones estratégicas de la política financiera y operativa relacionadas con las actividades que requieren la aprobación unánime de las partes que comparten el control.

Los acuerdos de negocios conjuntos que mantiene la Compañía, involucran el establecimiento de una entidad aparte en la que cada participante posee una participación. La Compañía informa acerca de su participación correspondiente al 40%, en los Consorcios Petrosud - Petroriva y Palanda Yuca - Sur (entidades controladas de forma conjunta) utilizando el método de la consolidación proporcional. 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.

Las cuentas de activos, pasivos, patrimonio y resultados de la Compañía están registradas de acuerdo a la participación proporcional de la Compañía en los Consorcios. 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 **Propiedades y equipos**

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

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

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

2.6.2 **Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo** - Después del reconocimiento inicial, las propiedades y equipos son registradas al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas de deterioro de valor.

Los gastos de reparaciones y mantenimientos se imputan a resultados en el período en que se producen.

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

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

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

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

2.7 **Inventarios** - Los 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.

2.8 **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.

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

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

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

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

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

2.8.2 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.

2.8.2.1 Amortización de inversiones de desarrollo y producción - La Compañía calcula la amortización de las inversiones de producción en base a las unidades producidas, considerando la producción del período y las reservas de petróleo probadas desarrolladas, de acuerdo a las reservas probadas incluidas en la estimación técnica realizada por un profesional independiente al 31 de octubre del 2010 y el 31 de diciembre del 2011 para los años terminados el 31 de diciembre del 2011 y 2012, respectivamente.

2.8.3 Provisión para taponamiento de pozos - Los costos futuros descontados por obligaciones para el abandono de las inversiones de producción (taponamiento de pozos) son activados conjuntamente con los activos que le dieron origen y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo a largo plazo es reconocido por dicho concepto al valor estimado a pagar descontado (Nota 14).

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 incurrían.

2.9 Deterioro de activos a largo plazo - Al final de cada período o en aquella fecha en la que se considere necesario, los activos a largo plazo son evaluados sobre bases periódicas para determinar un eventual deterioro que afecte su importe recuperable. Tal evaluación se basa en la comparación del valor en libros de los activos en relación con los flujos de caja futuros descontados que se espera que provengan de la operación de los activos. Si se identifica un deterioro del valor en libros de los activos es ajustado a su valor razonable. Al 31 de diciembre del 2012 y 2011, la Administración de la Compañía considera que los activos a largo plazo no requieren un ajuste por deterioro.

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

2.10.1 Impuesto corriente - El impuesto por pagar 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 40%) por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período. Se reconocerá un activo por impuestos diferidos, por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la Compañía disponga de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

2.10.2 Impuestos diferidos - El impuesto diferido 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 40%) 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 tienen la intención de liquidar sus activos y pasivos como netos.

2.10.3 Impuestos corrientes y diferidos - Los impuestos corrientes y diferidos se reconocen como ingreso o gasto, y son incluidos en el resultado, excepto en la medida en que hayan surgido de una transacción o suceso que se reconoce fuera del resultado (por ejemplo por cambios en la tasa de impuestos o en la normativa tributaria, la reestimación de la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos o en la forma esperada de recuperar el valor en libros de un activo), ya sea en otro resultado integral

o directamente en el patrimonio, en cuyo caso el impuesto también se reconoce fuera del resultado; o cuando surgen del registro inicial de una combinación de negocios.

2.11 Provisiones - Las 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 periodo, 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.

Cuando se espera la recuperación de algunos o todos los beneficios económicos requeridos para cancelar una provisión, se reconoce una cuenta por cobrar como un activo si es virtualmente cierto que se recibirá el desembolso y el valor de la cuenta por cobrar puede ser medido con fiabilidad.

2.11.1 Provisión para taponamiento de pozos - Constituye una estimación efectuada por la Administración de la Compañía 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 10%.

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 periodo.

Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en los resultados del año.

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 está constituida de acuerdo con disposiciones legales a la tasa del 15% y es registrada en el resultado del año. A partir del año 2010, el 12% de esta participación debe ser pagada al Estado Ecuatoriano conforme lo regule el reglamento correspondiente. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios (Nota 12).

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 periodo en que dicho ajuste es negociado con la Secretaría de Hidrocarburos, conforme lo establecido en el contrato.

2.13.3 Venta de petróleo crudo:

- Ingresos correspondientes a las ventas de crudo relacionadas con la participación de la Compañía en la producción de crudo sobre el exceso de la curva base, de acuerdo con los porcentajes establecidos en el contrato anterior, vigente hasta el 20 de febrero del 2011
- Ingresos por la recuperación de costos de operación de los Consorcios que corresponden a un valor fijo (ajustado por un índice de precios) por barril entregado a EP Petroecuador, definido por la curva base de producción de acuerdo al contrato anterior, vigente hasta el 20 de febrero del 2011.
- EP Petroecuador está obligada a liquidar anualmente las cantidades correspondientes a la curva base y producción incremental. Los posibles efectos que surjan de dichas liquidaciones son contabilizados en el año en que son aceptados por los Consorcios, de acuerdo al contrato anterior, vigente hasta el 20 de febrero del 2011.

2.13.4 Venta de cemento - Los ingresos ordinarios procedentes de la venta de cemento deben ser reconocidos cuando la Compañía transfiere los riesgos y beneficios, de tipo significativo, derivados de la propiedad de los bienes; el importe de los ingresos y los costos incurridos, o por incurrir, en relación con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad y es probable que la Compañía reciba los beneficios económicos asociados con la transacción, ver Nota 17.

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 periodo más cercano en el que se conocen.

2.15 Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo aquellos casos en los que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y 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 - Todos los activos financieros se reconocen y dan de baja a la fecha de negociación cuando se realiza una compra o venta de un activo financiero y son medidos inicialmente al valor razonable, más los costos de la transacción, excepto por aquellos activos financieros clasificados al valor razonable con cambios en resultados, los cuales son inicialmente medidos al valor razonable y cuyos costos de la transacción se reconocen en resultados.

Todos los activos financieros reconocidos son posteriormente medidos en su totalidad al costo amortizado o al valor razonable.

La Compañía clasifica sus activos financieros en cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (cuentas por cobrar). La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los instrumentos financieros. La administración determina la clasificación de sus instrumentos financieros en el momento del reconocimiento inicial

2.16.1 Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar - Las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se clasifican en activos corrientes, excepto los vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes.

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

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

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

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

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

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

2.17.2 Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar - Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar son pasivos financieros, no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo.

Después del reconocimiento inicial, a valor razonable, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. El período de crédito promedio para la compra de ciertos bienes es de 60 días.

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

2.18 Reclasificaciones - Ciertas cifras de los estados financieros del año 2011, fueron reclasificadas para hacerlas comparables con la presentación del período del año 2012.

3. NORMAS NUEVAS Y REVISADAS EMITIDAS PERO AÚN NO EFECTIVAS

3.1 Normas nuevas y revisadas emitidas pero aún no efectivas:

La Compañía no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) e Interpretaciones del Comité (CINIIF) nuevas y revisadas que han sido emitidas pero aún no son efectivas:

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
NIIF 9	Instrumentos financieros	Enero 1, 2015
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	Enero 1, 2013
NIIF 13	Medición del valor razonable	Enero 1, 2013
Enmiendas a la NIIF 9 y NIIF 7	Fecha obligatoria efectiva de la NIIF 9 y revelaciones de transición	Enero 1, 2015
Enmiendas a la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12	Estados financieros consolidados, acuerdos conjuntos y revelaciones sobre participaciones en otras entidades: guía de transición	Enero 1, 2013
NIC 19 (Revisada en el 2011)	Beneficios a empleados	Enero 1, 2013
Enmiendas a la NIC 32	Compensación de activos y activos financieros	Enero 1, 2014
Enmiendas a las NIIF (NIIF 1, NIC 16, 32 y 34)	Mejoras anuales a las NIIF ciclo 2009-2011	Enero 1, 2013

La Administración anticipa que estas enmiendas que serán adoptadas en los estados financieros de la Compañía en los períodos futuros tendrán un impacto sobre los importes de los activos y pasivos y las revelaciones de la Compañía. Sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de ese efecto hasta que un examen detallado haya sido completado.

4. 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:

4.1 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.

Determinar si los activos han sufrido deterioro implica el cálculo del valor en uso de las unidades generadoras de efectivo. El cálculo del valor en uso requiere que la Compañía determine los flujos de efectivo futuros que deberían surgir de las unidades generadoras de efectivo y una tasa de descuento apropiada para calcular el valor presente.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a resultados.

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.

- 4.2 *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 40%) 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.

- 4.3 *Impuesto a la renta diferido*** - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) 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.

- 4.4 *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.

- 4.5 *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 40%). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 10%.

5. BANCOS

Un resumen de bancos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Depósitos en cuentas corrientes propias	357,283	539,468
Depósitos en efectivo y equivalentes de efectivo de los Consorcios	<u>443,896</u>	<u>304,502</u>
Total	<u>801,179</u>	<u>843,970</u>

6. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Un resumen de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Cuentas por cobrar comerciales:		
Por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	4,013,380	5,374,246
Por venta de crudo a Colonial Investment	2,978,304	2,227,651
Por venta de cemento	<u>59,732</u>	<u>104,476</u>
Subtotal	7,051,416	7,706,373
Otras cuentas por cobrar	86,956	141,071
Provisión para cuentas dudosas	<u>(43,078)</u>	<u>(43,078)</u>
Total	<u>7,095,294</u>	<u>7,804,366</u>

7. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Materiales, repuestos y herramientas	1,692,675	1,750,441
Petróleo crudo (1)	78,680	78,680
Importación en Tránsito		1,440
Provisión por obsolescencia de inventarios	<u>(137,872)</u>	<u>(109,559)</u>
Total	<u>1,633,483</u>	<u>1,721,002</u>

Clasificación:

Corriente	1,554,803	1,642,322
No corriente	<u>78,680</u>	<u>78,680</u>
Total	<u>1,633,483</u>	<u>1,721,002</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 40%) no han definido un mecanismo de liquidación.

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

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de desarrollo y producción de hidrocarburos	43,321,901	40,280,074
Proyectos en curso	2,056,412	1,947,797
Amortización acumulada	<u>(31,100,927)</u>	<u>(26,820,039)</u>
Subtotal	14,277,386	15,407,832
Inversiones de exploración	<u>4,355,902</u>	<u> </u>
Total	<u>18,633,288</u>	<u>15,407,832</u>

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

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	15,407,832	6,800,781
Adquisiciones	3,193,624	8,552,700
Incremento (reversión) de la provisión para taponamiento de pozos	(43,183)	933,430
Amortización	<u>(4,280,887)</u>	<u>(879,079)</u>
Saldos netos al fin del año	<u>14,277,386</u>	<u>15,407,832</u>

- 8.1.1 Amortización** - Las reservas probadas desarrolladas obtenidas de los informes de reservas certificadas al 31 de diciembre del 2011 y al 31 de diciembre del 2010, 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 40%) utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción de hidrocarburos, para los años 2012 y 2011, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

Reservas probadas desarrolladas	Volumen de producción
---------------------------------	-----------------------

Campo	Diciembre 31,		Diciembre 31,	
	2012	2011	2012	2011
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo	<u>5,394,047</u>	<u>5,067,484</u>	<u>2,058,742</u>	<u>1,838,071</u> ⁽¹⁾
Palanda Yuca Sur	<u>2,334,944</u>	<u>3,806,002</u>	<u>727,611</u>	<u>732,671</u>

(1) Hasta el 20 de febrero del 2011 (fecha en la cual se firmaron los nuevos contratos de servicios, nota 1) la producción relacionada con los anteriores contratos *modificatorios para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos* ascendió a 280,930 barriles de petróleo crudo en el campo Pindo y 83,193 barriles de petróleo crudo en el campo Palanda - Yuca Sur.

8.2 **Inversiones de exploración** - En el año 2012, el Consorcio Palanda - Yuca Sur realizó inversiones de exploración adicional en el campo SAMI correspondiente al bloque Palanda - Yuca Sur. Al 31 de diciembre del 2012, el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) se encuentra efectuando pruebas de producción, para determinar la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de este campo. Posteriormente, el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 40%) *deberá presentar un plan de desarrollo a la Secretaría de Hidrocarburos y se fijará la correspondiente tarifa por prestación de servicios, la cual podría ser mayor o menor a la establecida actualmente para el Bloque Palanda. Dichas inversiones incluyen la disminución de US\$902 mil por los ingresos de servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos, correspondientes a la producción de petróleo generada en las pruebas de producción.*

9. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	2012	2011
	(en U.S. dólares)	
Proveedores locales	5,308,048	4,593,850
Otras cuentas por pagar:		
EP Petroecuador:		
Diferencial de calidad	467,442	467,442
Transporte SOTE y RODA	<u>29,197</u>	<u>55,346</u>
Total	<u>5,804,687</u>	<u>5,116,638</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	5,308,048	4,593,850
No corriente	<u>496,639</u>	<u>522,788</u>
Total	<u>5,804,687</u>	<u>5,116,638</u>

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

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

Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) no han definido un mecanismo de liquidación de estas cuentas por pagar.

10. IMPUESTOS

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

	... Diciembre 31,...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos por impuestos:</i>		
Impuesto al Valor Agregado - IVA	655,346	655,346
Retenciones en la fuente de IVA	16,278	212
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta	<u>11,217</u>	<u>11,108</u>
Total	<u>682,841</u>	<u>666,666</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	27,495	11,320
No corriente	<u>655,346</u>	<u>655,346</u>
Total	<u>682,841</u>	<u>666,666</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por pagar	1,799,860	1,145,213
Impuesto al Valor Agregado - IVA	304,290	291,635
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta por pagar	<u>94,875</u>	<u>99,620</u>
Total	<u>2,199,025</u>	<u>1,536,468</u>

Impuesto al Valor Agregado - IVA - 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 40%) no han definido un mecanismo de liquidación.

10.2 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 40%) calculan el impuesto a la renta de acuerdo a lo establecido en los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de petróleo crudo. De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 23% sobre las utilidades sujetas a distribución (24% para el año 2011) y del 13% sobre las utilidades sujetas a capitalización (14% para el año 2011). Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente del período, es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros	13,143,683	15,052,442
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	<u>2,195,030</u>	<u>366,601</u>
Utilidad según estados financieros según PCGA de los contratos, sujeto al cálculo del impuesto a la renta	15,338,713	15,419,043
Gastos no deducibles	1,239,848	2,399,404
Otras deducciones (remuneraciones empleados con discapacidad)	<u>(50,296)</u>	<u>(28,622)</u>
 Utilidad gravable	 <u>16,528,265</u>	 <u>17,789,825</u>
Impuesto a la renta causado (1)	3,801,501	4,269,558
Impuesto a la renta diferido cargado a resultados	<u>(32,132)</u>	<u>(94,008)</u>
 Total impuesto a la renta corriente y diferido cargado a resultados	 <u>3,769,369</u>	 <u>4,175,550</u>

(1) De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 23% sobre las utilidades sujetas a distribución (24% para el año 2011).

Las declaraciones de impuestos de los Consorcios han sido revisadas por las autoridades tributarias hasta el año 2007 y son susceptibles de revisión las declaraciones de los años 2009 al 2011.

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	1,145,213	3,983,007
Provisión	3,801,501	4,269,558
Pagos efectuados	<u>(3,146,854)</u>	<u>(7,107,352)</u>
 Saldos al fin del año	 <u>1,799,860</u>	 <u>1,145,213</u>

Pagos efectuados - Corresponde a las retenciones en la fuente.

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

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

	... Diciembre 31, ... <u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Beneficio	<u>756,882</u>	<u>724,750</u>

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

	Impuesto a la renta ... Diciembre 31, ... <u>2012</u> <u>2011</u>	
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de geología y geofísica, neto de amortización	266,613	44,939
Activos fijos, neto	1,804	1,452
Valoración del stock de crudo	(17,310)	(18,096)
Provisión por abandono de campos	271,667	516,389
Provisión para cuentas dudosas	3,670	3,837
Provisión por obsolescencia de inventarios	30,332	25,199
Baja de inventarios de crudo	3,881	4,057
Provisión por despido intempestivo	120,241	67,536
Otras cuentas por cobrar (sublevante)	<u>75,984</u>	<u>79,437</u>
Total beneficio	<u>756,882</u>	<u>724,750</u>

10.5 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:

	...Diciembre 31,... <u>2012</u> <u>2011</u>	
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	<u>13,143,683</u>	<u>15,052,442</u>
Gasto de impuesto a la renta	3,023,047	3,612,586
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	408,990	
Gastos no deducibles	285,165	575,857
Otros	<u>12,167</u>	<u>(12,893)</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>3,769,369</u>	<u>4,175,550</u>
Tasa de efectiva de impuestos	<u>29%</u>	<u>28%</u>

10.6 Aspectos Tributarios

Aspectos Tributarios del Código Orgánico de la Producción - Con fecha diciembre 29 del 2010, se promulgó en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, el mismo que incluye entre otros aspectos tributarios, los siguientes:

- La reducción progresiva en tres puntos porcentuales en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 24% para el año 2012, 23% para el año 2012 y 22% a partir del año 2013.
- Exoneración del impuesto a la salida de divisas en los pagos de capital e intereses por créditos otorgados por instituciones financieras destinados al financiamiento de inversiones previstas en este Código.

Aspectos Tributarios de la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado - Con fecha noviembre 24 de 2011, se promulgó en el Suplemento del Registro Oficial No. 583 la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado, la misma que incluye entre otros aspectos tributarios los siguientes:

- Los gastos relacionados con vehículos cuyo avalúo supera US\$35,000, en la base de datos del SRI, serán no deducibles en la parte que supere dicho valor.
- Los vehículos híbridos cuyo precio de venta supere US\$35,000 están gravados con IVA tarifa 12%.
- La tarifa del Impuesto a la Salida de Divisas - ISD se incrementó del 2% al 5%. Por presunción se considera hecho generador de este impuesto el uso de dinero en el exterior y se establece como exento de este impuesto el pago de dividendos a compañías o personas naturales que no estén domiciliadas en paraísos fiscales. Los pagos de este impuesto en la importación de materias primas, insumos y bienes de capital, que consten en el listado que establezca el Comité de Política Tributaria y que sean utilizados en procesos productivos, pueden ser utilizados como crédito tributario de impuesto a la renta.
- Se establece el impuesto ambiental a la contaminación vehicular, que se grava en función del cilindraje y del tiempo de antigüedad de los vehículos.

11. 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. Para el año 2012, en base a un diagnóstico preliminar los Consorcios determinaron que las transacciones realizadas con las referidas partes relacionadas han sido efectuadas a valores de plena competencia. En el año 2011, los Consorcios (en los que participa la Compañía con el 40%) prepararon dicho estudio y registraron un ajuste por US\$73 mil.

12. OBLIGACIONES ACUMULADAS

Un resumen de obligaciones acumuladas es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Participación a trabajadores - Consorcios	2,740,678	2,721,464
Beneficios sociales	<u>177,376</u>	<u>147,981</u>
Total	<u>2,918,054</u>	<u>2,869,445</u>

12.1 Participación a trabajadores - Consorcios - Debido a que la Compañía no tiene trabajadores, no corresponde constituir provisiones por este concepto. Sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con los Consorcios está constituida de conformidad con disposiciones legales a la tasa del 15% y es registrada en el resultado del año. Del 15% de participación a trabajadores, el 3% se destinará a los trabajadores que tuvieren derecho conforme a la ley y el 12% restante será pagado al Estado para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia de la actividad hidrocarburífera. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios.

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	2,721,464	3,746,478
Provisión del año	2,740,678	2,721,464
Pagos efectuados	<u>(2,721,464)</u>	<u>(3,746,478)</u>
Saldos al fin del año	<u>2,740,678</u>	<u>2,721,464</u>

13. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Provisión por indemnización por años de servicio	546,549	293,633
Bonificación por desahucio	<u>128,796</u>	<u>21,087</u>
Saldos al fin del año	<u>675,345</u>	<u>314,720</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 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:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	293,633	302,966
Costo de los servicios del período corriente	50,509	47,146
Costo por intereses	20,554	21,208
Pérdidas actuariales	181,853	156,925
Ganancias sobre reducciones	_____	<u>(234,612)</u>
Saldos al fin del año	<u>546,549</u>	<u>293,633</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 cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 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 resultados durante el remanente de vida laboral promedio esperado de los empleados correspondientes, con base en el enfoque de la banda de fluctuación.

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	%	%
Tasa(s) de descuento	7.00	7.00
Tasa(s) esperada del incremento salarial	3.00	3.00

14. PROVISIONES

Un resumen de provisiones es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Provisión para taponamiento de pozos	2,238,153	2,245,170
Provisión por impuestos adicionales		<u>219,956</u>
Saldos al fin del año	<u>2,238,153</u>	<u>2,465,126</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente		219,956
No corriente	<u>2,238,153</u>	<u>2,245,170</u>
Total	<u>2,238,153</u>	<u>2,465,126</u>

14.1 Provisión para taponamiento de pozos - Constituye una estimación efectuada por la Administración de la Compañía 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 10%.

14.2 Provisión por impuestos adicionales - Corresponde a la provisión por impuestos adicionales a pagar por parte de los Consorcios (en los cuales la Compañía participa con el 40%) determinados por el Servicio de Rentas Internas - SRI a través de actas de fiscalización correspondientes a los años 2005, 2006 y 2007. Durante el año 2012, los Consorcios cancelaron al SRI los referidos impuestos.

Los movimientos de provisiones fueron como sigue:

	Provisión por taponamiento de pozos	Provisión por impuestos adicionales	Total
	... (en U.S. dólares) ...		
Saldos al 31 de diciembre de 2010	1,192,491		1,192,491
Incremento en la estimación	933,430		
Provisiones adicionales reconocidas	<u>119,249</u>	<u>-</u>	<u>1,052,679</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2011	2,245,170	219,956	2,465,126
Provisiones adicionales reconocidas	203,470		203,470
Reversiones	(43,784)		(43,784)
Reducciones generadas por pagos	<u>(166,703)</u>	<u>(219,956)</u>	<u>(386,659)</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2012	<u>2,238,153</u>	<u>-</u>	<u>2,238,153</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 40%) 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 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.

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

15.4 Riesgo de Capital - Los Compañía gestiona su capital para asegurar que esté en capacidad de continuar como empresa en marcha mientras que maximiza el rendimiento a sus compañías socias 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.

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos financieros:</i>		
Bancos (Ver Nota 5)	801,179	843,970
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Ver Nota 6)	7,095,294	7,804,366
Otros activos financieros	<u>280,000</u>	<u>113,286</u>
Total	<u>8,176,473</u>	<u>8,761,622</u>
<i>Pasivos financieros:</i>		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y total (Ver Nota 9)	<u>5,804,667</u>	<u>5,116,638</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 480,000 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 Utilidades del ejercicio - De acuerdo con disposiciones legales y contractuales (aplicables a los anteriores contratos modificatorios para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos que estuvieron vigentes hasta el 20 de febrero del 2011), de la utilidad neta anual de la Contratista, se debe invertir un mínimo del 10% de sus utilidades netas según los resultados de los estados financieros, en el desenvolvimiento de la misma o de otras industrias de hidrocarburos en el país. Las utilidades netas reinvertidas por la Contratista en exceso del 10% pueden ser acreditadas al año fiscal siguiente y así sucesivamente.

16.4 Utilidades retenidas - Un resumen de las utilidades retenidas es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidades retenidas - distribuibles	17,657,738	16,466,774
Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF	<u>(1,984,332)</u>	<u>(1,984,332)</u>
Saldos al fin del año	<u>15,673,406</u>	<u>14,482,442</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

16.5 Dividendos - Durante el 2012, la Compañía canceló US\$8.2 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2011 a Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Argentina. En el año 2011, se canceló dividendos por US\$10 millones correspondiente a la utilidad del año 2010.

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 es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Ingreso por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	33,258,933	26,038,740
Ingreso por venta de crudo		4,243,141
Ingreso por venta de cemento		<u>768,210</u>
Total	<u>33,258,933</u>	<u>31,050,091</u>

18. COSTOS Y GASTOS POR SU NATURALEZA

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

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Costos	17,439,435	11,835,082
Gastos de administración	1,708,323	2,317,735
Gastos de ventas	4,652	152,490
Otros gastos, neto	<u>912,302</u>	<u>1,625,386</u>
Total	<u>20,064,712</u>	<u>15,930,693</u>

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Producción de crudo	10,598,749	7,752,833
Amortización de inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, neto	4,280,887	879,079
Participación a trabajadores - 12% correspondiente al estado ecuatoriano (3% se presenta como gastos por beneficios a empleados)	2,192,547	2,177,171
Gastos por beneficios a empleados	1,096,727	913,127
Diferencial de precio	713,170	1,140,982
Honorarios profesionales (Nota 19.2)	594,462	1,400,708
Depreciación de activos fijos	82,294	46,617
Gastos de gestión	19,364	58,804
Consumo de cemento		633,368
Gastos por transporte de crudo	4,652	152,490
Otros gastos	<u>481,860</u>	<u>775,514</u>
Total	<u>20,064,712</u>	<u>15,930,693</u>

Producción de crudo - Durante el 2012, la producción de petróleo de los pozos en los bloques Palanda - Yuca Sur y Pindo se incrementó en un 13% y 36% respectivamente, en relación al año anterior (Nota 8.1.1), debido a los trabajos de mantenimiento en los pozos (Primavera 1, Palanda 1 y Yuca Sur 14) del bloque Palanda - Yuca Sur y (Pindo 17, Pindo 1, Pindo 2 y Pindo 16) del bloque Pindo.

Amortización de inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos - Durante el año 2012, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) efectuaron inversiones por US\$10 millones (US\$8.6 millones en el año 2011).

Diferencial de precio - Representa el reconocimiento del ingreso o pérdida por la venta del petróleo crudo recibido por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) como cobro de la cuenta por cobrar por los servicios prestados a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos, ver Nota 2.17.1.

19. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

La controladora es Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., compañía domiciliada en Argentina.

19.1 Transacciones comerciales - La Compañía realizó las siguientes transacciones con partes relacionadas:

	Compra de cemento		Dividendos pagados	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)			
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	<u>-</u>	<u>500,000</u>	<u>8,183,350</u>	<u>10,000,000</u>

19.2 *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 40%) durante el año fue la siguiente:

	<u>2012</u> (en U.S. dólares)	<u>2011</u>
Beneficios a corto plazo	<u>254,064</u>	<u>905,084</u>


Miguel Ángel Torilo
Gerente General


Jorge Naranjo
Contador