

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

1. INFORMACIÓN GENERAL

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (en adelante la “Compañía”) es una compañía constituida en el Ecuador y subsidiaria de Petróleos Sud Americanos S.A. - Suiza desde el 29 de diciembre del 2010 (domiciliada anteriormente en Bahamas). Su domicilio es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz, Quito - Ecuador.

La Compañía forma parte del Consorcio Petrosud - Petroriva y del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en adelante los “Consortios”), sociedades de hecho, constituidas legalmente en el Ecuador el 17 de agosto del 2000 y el 1 de julio del 2010, respectivamente, cuyos objetos principales son llevar a cabo y ejecutar todas las tareas de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur 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 50%).

Creación del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur - Durante el año 2009, la Resolución del Servicio de Rentas Internas No. NAC DGER 2005-0437 relacionada con la creación de los consorcios petroleros fue derogada, quedando vigentes las normas de la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno y su Reglamento para la regularización de dichos consorcios, que entre otros asuntos establecen que los Consortios liquidarán y pagarán el Impuesto a la Renta con sujeción a las disposiciones del Título Primero de la referida Ley, considerando a cada contrato como una unidad independiente, sin que las pérdidas de un contrato suscrito por una sociedad puedan compensarse o consolidarse con las ganancias en otros contratos suscritos por esa misma sociedad. Hasta el año 2009, el Consorcio Petrosud - Petroriva controlaba y determinaba los resultados de los campos Pindo y Palanda - Yuca Sur de forma independiente; sin embargo, emitía su declaración de impuesto a la renta como una sola sociedad de hecho. En cumplimiento de la normativa vigente, el Consorcio Petrosud - Petroriva solicitó al Ministerio de Recursos Naturales No Renovables la autorización para que las empresas Petróleos Sud Americanos del Ecuador - Petrolamerec S.A., Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador - Fosforocomp S.A. y Petroriva S.A. conservando sus porcentajes de participación en los contratos para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur del 50%, 10% y 40%, respectivamente, mantengan al Consorcio Petrosud - Petroriva como operador del campo Marginal Pindo, y a su vez, integren el “Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur”, el cual será el operador del campo Marginal Palanda - Yuca Sur. El 8 de junio del 2010, el referido Ministerio autorizó la asignación y adjudicación de derechos, obligaciones y resultados del Consorcio Petrosud - Petroriva al nuevo Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur. El convenio de creación del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur firmado entre las compañías socias; entre otros asuntos, establece que la referida asignación se efectuará considerando, para las cuentas de activos, pasivos y patrimonio, los saldos al 30 de junio del 2010 y para los ingresos, costos y gastos las transacciones efectuadas a partir del 1 de enero del 2010.

Contrato de prestación de servicios - El 27 de julio del 2010, entró en vigencia la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial No. 244, la cual, entre otros asuntos, establece que los contratos bajo la modalidad de Campos Marginales, contratos aplicables para los Consorcios (en los cuales la Compañía participa con el 50%) deben modificarse para adoptar el modelo de Contrato de Prestación de Servicios. El 22 de enero del 2011, las compañías socias de los Consorcios firmaron con el Estado Ecuatoriano el referido contrato de prestación de servicios y el 21 de febrero de 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 Bloques Palanda - Yuca Sur y Pindo es de US\$31.90 y US\$28.50, respectivamente.
- Se determinará la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior de la siguiente manera: de los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado y los tributos correspondientes al Instituto para el Ecodesarrollo de la Región Amazónica y Esmeraldas - ECORAE y a la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por la prestación de los servicios.
- 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 Hidrocarbúfero (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.
- Que 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 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.

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

Un resumen de los compromisos de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) y su cumplimiento, para el año 2011, es como sigue:

Bloque Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	Plan de Actividad		<u>Real</u>
	<u>Según contrato</u>	<u>Diferencia</u>	
	...(en miles de U.S. dólares)...		
Inversiones en perforación	9,486	2,449	7,037
Inversiones en facilidades	1,564	593 (1)	971
Inversiones en estudios de impacto ambiental	102	(173)	275
Inversiones en activos fijos	<u>84</u>	<u>53</u>	<u>31</u>
Total	<u>11,236</u>	<u>2,922</u>	<u>8,314</u>

- (1) Mediante comunicación 318-CPPYS-2011 del 7 de noviembre del 2011, el Consorcio 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 2012. Mediante Oficio No. 312-SH-SCH-UEC-DEE-2012 del 18 de enero del 2012, la Secretaría de Hidrocarburos aprobó la reforma al programa de actividades presentado por el Consorcio.

Bloque Pindo

<u>Actividad</u>	Plan de Actividad		<u>Real</u>
	<u>Según contrato</u>	<u>Diferencia</u>	
	...(en miles de U.S. dólares)...		
Inversiones en perforación	13,194	3,758 (2)	9,436
Inversiones en facilidades	6,013	1,851 (1)	4,162
Inversiones en estudios de impacto ambiental	463	148 (2)	315
Inversiones en activos fijos	<u>90</u>	<u>(58)</u>	<u>148</u>
Total	<u>19,760</u>	<u>5,699</u>	<u>14,061</u>

- (1) Mediante comunicación 298-PSPR-2011 del 1 de agosto del 2011, el Consorcio solicitó autorización a la Secretaría de Hidrocarburos para que las actividades de inversiones en facilidades descritas en el contrato modificatorio por US\$372 mil, sean sustituidas por US\$231 mil, cuya ejecución será considerada en el presupuesto del año 2012. Mediante oficio No. 3369-SH-SCH-UEC-DEE-2011 del 5 de octubre del 2011, la Secretaría de Hidrocarburos aprobó la reforma al programa de actividades y el presupuesto del Consorcio por dicho valor.

Adicionalmente, mediante comunicación 480-PSPR-2011 del 30 de diciembre del 2011, el Consorcio solicitó autorización de la Secretaría de Hidrocarburos para que las actividades de inversiones en facilidades del contrato modificatorio por US\$2,233 mil, sean transferidas al presupuesto del 2012; sin embargo, hasta la fecha de la emisión de los estados financieros, el Consorcio no ha recibido respuesta por parte de la Secretaría de Hidrocarburos respecto a esta solicitud.

- (2) Mediante comunicación 480-PSPR-2011 del 30 de diciembre del 2011, el Consorcio solicitó autorización a la Secretaría de Hidrocarburos a fin de ajustar los valores presupuestados de los estudios de impacto ambiental y las actividades de perforación, en el momento en el que se conozcan los resultados de la perforación de los pozos; sin embargo, hasta la fecha de la emisión de los estados financieros, el Consorcio no ha recibido respuesta por parte de la Secretaría de Hidrocarburos respecto a esta solicitud.

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 50%) 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 50%) 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 50%), 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 50%) 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>Campo Palanda - Yuca Sur</u>	<u>%</u>
Producción diaria curva base de hasta 229 (258 en el año 2010) bpd (*)	0
Producción incremental sobre la curva base de hasta 729 (758 en el año 2010) 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, hasta el 20 de febrero del 2011 y por el año terminado el 31 de diciembre del 2010, fue de 83,193 y 905,554 barriles de petróleo crudo respectivamente, de la cual, le correspondió a EP Petroecuador 43,351 y 455,643 barriles de petróleo crudo y al Consorcio 39,842 y 449,911 barriles de petróleo crudo (19,921 y 224,956 barriles corresponden a la Compañía), en esas fechas.

<u>Campo Pindo</u>	<u>%</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, hasta el 20 de febrero del 2011 y por año terminado el 31 de diciembre del 2010, fue de 280,930 y 2,372,374 barriles de petróleo crudo respectivamente, de la cual, le correspondió a EP Petroecuador 168,183 y 1,418,366 barriles de petróleo crudo y al Consorcio 112,747 y 954,008 barriles de petróleo crudo (56,374 y 477,004 barriles corresponden a la Compañía), en esas fechas.

Adicionalmente, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) recibían de EP Petroecuador una tarifa correspondiente al reembolso de costos de operaciones de la curva base de producción, conforme se indica a continuación:

<u>Producción</u>	... Tarifa por barril ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
<u>Campo Palanda - Yuca Sur</u>		
Hasta 229 (258 en el año 2010) bpd (*)	<u>9.32</u>	<u>7.96</u>
<u>Campo Pindo</u>		
Hasta 437 (491 en el año 2010) bpd (*)	<u>5.95</u>	<u>5.13</u>

(*) bpd = barriles por día

Principales reformas a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno que afectan a los contratos de campos marginales - 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 trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera recibirán el 3% de las utilidades del negocio y el restante 12% será pagado al Estado, que destinará dichos fondos única y exclusivamente para proyectos de inversión en salud y educación en las áreas delimitadas para cada contrato donde se llevan a cabo actividades hidrocarburíferas.

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).

Los estados financieros de acuerdo a NIIF al 31 de diciembre del 2010 y el estado de situación financiera de apertura al 1 de enero del 2010, han sido preparados exclusivamente para ser utilizados por la administración de la Compañía como parte del proceso de conversión a NIIF para el año terminado el 31 de diciembre del 2011.

Los estados financieros de Petróleos Sudamericanos del Ecuador - Petrolamerec S.A. al 31 de diciembre del 2010 y 2009 aprobados para su emisión por la Administración de la Compañía, con fechas 28 de febrero del 2011 y 28 de enero del 2010, respectivamente, fueron preparados de acuerdo con la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los contratos para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en campos marginales emitido por el Estado Ecuatoriano, contratos celebrados entre los Consorcios y la Empresa Pública de Hidrocarburos Ecuador - EP Petroecuador y principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptados en la industria petrolera, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad, los cuales fueron considerados como los principios de contabilidad previos (PCGA anteriores), tal como se define en la NIIF 1 *Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera*, para la preparación de los estados de situación financiera de acuerdo a NIIF al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010. Los PCGA anteriores difieren en ciertos aspectos de las NIIF.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros. Tal como lo requiere la NIIF 1, estas políticas han sido definidas en función de las NIIF vigentes al 31 de diciembre del 2011, aplicadas de manera uniforme a todos los períodos que se presentan.

- 2.2 Bases de preparación** - Los estados financieros de Petróleos Sud Americanos del Ecuador - Petrolamerec S.A. comprenden los estados de situación financiera al 1 de enero del 2010 (fecha de transición), 31 de diciembre del 2010 y 31 de diciembre del 2011, los estados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre del 2011 y 2010. Estos estados financieros han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

- 2.3 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 ésto 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 50%, en el Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero 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.

- 2.4 Efectivo y equivalentes de efectivo** - El efectivo y equivalentes de efectivo incluye aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar rápidamente en efectivo en un plazo inferior a tres meses.
- 2.5 Inventarios** - Los inventarios son presentados al costo de adquisición o valor neto realizable, el menor. 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. El valor neto realizable representa el precio de venta estimado menos todos los costos necesarios para la venta.
- 2.6 Sublevante y sobrelevante de petróleo crudo** - Representa las diferencias entre la producción y el levante del volumen de petróleo crudo, el cual se registra al valor de mercado; los ajustes para sublevante y sobrelevante se registran en el costo de ventas.
- 2.7 Propiedades y equipos**

- 2.7.1 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.

- 2.7.2 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.

- 2.7.3 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

2.7.4 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.

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

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.

Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollos secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en inversiones de 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 los Consorcios al 31 de diciembre del 2009 y 2010 para los años terminados el 31 de diciembre del 2010 y 2011, respectivamente.

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 16).

2.9 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.

2.10 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 efectivo 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 2011 y 2010, la Administración de la Compañía considera que los activos a largo plazo no requieren un ajuste por deterioro.

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

2.11.1 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 imponibles o deducibles y partidas que no serán gravables o deducibles. El pasivo de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final de cada período. Se reconocerá un activo por impuestos diferidos, por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) disponga de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

2.11.2 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 imponibles. Un activo por impuesto diferido se reconoce por todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) dispongan de utilidades gravables futuras contra las que se podría cargar esas diferencias temporarias deducibles.

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

La Compañía compensa activos por impuestos diferidos con pasivos por impuestos diferidos si, y solo sí, tiene reconocido legalmente el derecho de compensarlos, frente a la autoridad fiscal.

2.11.3 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.

2.12 Provisiones - Las provisiones se reconocen cuando los Consorcios o la Compañía tienen una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que los Consorcios o la Compañía tengan 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.

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.

2.12.1 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. Los costos futuros fueron descontados a una tasa del 10%.

2.13 Beneficios a empleados

2.13.1 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.

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

2.13.2 Participación a trabajadores - Debido a que la Compañía no tiene empleados, no le corresponde constituir provisiones por este concepto. Sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con los Consorcios está constituida de acuerdo con disposiciones legales a la tasa del 15% y es registrada en el resultado del año. 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 14).

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

2.14.1 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.

2.14.2 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 obligado 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.

2.15 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 más cercano en el que se conocen.

2.16 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 esta 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.

2.17 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.

2.17.1 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 90 días después de la facturación a la Secretaría de Hidrocarburos).

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.

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

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

2.18.1 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.

2.18.2 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.

2.19 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) 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, 2013
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	Enero 1, 2013
NIIF 12	Revelaciones de intereses en otras entidades	Enero 1, 2013
NIIF 13	Medición del valor razonable	Enero 1, 2013
Enmiendas a la NIC 1	Presentación de ítems en otro resultado integral	Julio 1, 2012
NIC 19 (Revisada en el 2011)	Beneficios a empleados	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.

3. ADOPCIÓN POR PRIMERA VEZ DE LAS NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA (NIIF)

La Superintendencia de Compañías estableció mediante Resolución No. 06.Q.ICI.004 del 21 de agosto del 2006, la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y su aplicación obligatoria por parte de las compañías y entidades sujetas a su control y vigilancia, a partir del 1 de enero del 2009, la cual fue ratificada con la Resolución No. ADM 08199 del 3 de julio del 2008. Adicionalmente, se estableció el cumplimiento de un cronograma de aplicación según lo dispuesto en la Resolución No. 08.G.DSC.010 del 20 de noviembre del 2008. La Compañía está obligada a presentar sus estados financieros de acuerdo con NIIF a partir del 1 de enero del 2011. Conforme a esta Resolución, hasta el 31 de diciembre del 2010, la Compañía preparó sus estados financieros de acuerdo con la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los contratos para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en campos marginales emitido por el Estado Ecuatoriano, Contratos celebrados entre los Consorcios y la Empresa Pública de Hidrocarburos Ecuador - EP Petroecuador y principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptados en la industria petrolera, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (PCGA anteriores). Desde el 1 de enero del 2011, los estados financieros de la Compañía son preparados de acuerdo a NIIF.

De acuerdo a lo antes indicado, la Compañía definió como su período de transición a las NIIF el año 2010, estableciendo como fecha para la medición de los efectos de primera aplicación el 1 de enero del 2010.

La aplicación de las NIIF supone, con respecto a los principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador que se encontraban vigentes al momento de prepararse los estados financieros correspondientes al año 2011:

- Cambios en las políticas contables, criterios de medición y forma de presentación de los estados financieros.
- La incorporación de un nuevo estado financiero, el estado de resultado integral.
- Un incremento significativo de la información incluida en las notas a los estados financieros.

Para la preparación de los presentes estados financieros, se han aplicado algunas excepciones obligatorias y exenciones optativas a la aplicación retroactiva de las NIIF que se establece en la NIIF 1.

3.1 *Excepción a la aplicación retroactiva aplicada por la Compañía*

- a) *Estimaciones* - La NIIF 1 establece que las estimaciones de la Compañía realizadas según las NIIF, en la fecha de transición, sean coherentes con las estimaciones hechas para la misma fecha según los PCGA anteriores (después de realizar los ajustes necesarios para reflejar cualquier diferencia en las políticas contables), a menos que exista evidencia objetiva de que estas estimaciones fueran erróneas.

Esta exención también se aplica a los períodos comparativos presentados en los primeros estados financieros según NIIF.

Petróleos Sud Americanos del Ecuador - Petrolamerec S.A. no ha modificado ninguna estimación utilizada para el cálculo de saldos previamente reportados bajo PCGA

anteriores ni a la fecha de transición (1 de enero del 2010) ni para el primer período comparativo (31 de diciembre del 2010).

3.2 Exención a la aplicación retroactiva elegida por la Compañía

- a) **Beneficios a los empleados** - Según la NIC 19 *Beneficios a los empleados*, la Compañía puede optar por la aplicación del enfoque de la “banda de fluctuación”, según el cual no se reconoce la totalidad de las pérdidas y ganancias actuariales en los planes de beneficios definidos. La aplicación retroactiva de este enfoque requiere que la Compañía separe la porción reconocida y la porción por reconocer, de las pérdidas y ganancias actuariales acumuladas, desde el comienzo del plan hasta la fecha de transición a las NIIF. No obstante, la exención de la NIIF 1 permite a la Compañía reconocer todas las pérdidas y ganancias actuariales acumuladas en la fecha de transición a las NIIF, incluso si utilizare el enfoque de la banda de fluctuación para tratar las pérdidas y ganancias actuariales posteriores.

Petróleos Sud Americanos del Ecuador - Petrolamerec S.A. aplicó esta exención y por lo tanto reconoció en utilidades retenidas (déficit acumulado) el importe de todas las ganancias (pérdidas) actuariales acumuladas desde la fecha de inicio de todos los planes de beneficios definidos hasta la fecha de transición a las NIIF.

- 3.3 **Conciliación entre NIIF y PCGA anteriores** - Las conciliaciones que se presentan a continuación muestran la cuantificación del impacto de la transición a las NIIF sobre la situación financiera, resultado integral y flujos de efectivo previamente informados de Petróleos Sud Americanos del Ecuador - Petrolamerec S.A.:

3.3.1 Conciliación del Patrimonio neto al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010

	Diciembre 31, <u>2010</u> (en U.S. dólares)	Enero 1, <u>2010</u>
Patrimonio de acuerdo a PCGA anteriores informado previamente	<u>20,535,362</u>	<u>10,710,501</u>
<i>Ajustes por la conversión a NIIF:</i>		
Amortización de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos (1)	58,351	61,737
Baja de costos que no representan inversiones (2)	(210,376)	(210,376)
Provisión para taponamiento de pozos (3)	(668,782)	(596,541)
Provisión por indemnización por años de servicio (4)	(378,711)	(336,307)
Reconocimiento de impuestos diferidos (5)	135,744	132,406
Otros	<u>(141,050)</u>	<u>(106,693)</u>
Subtotal	<u>(1,204,824)</u>	<u>(1,055,774)</u>
Patrimonio de acuerdo a NIIF	<u>19,330,538</u>	<u>9,654,727</u>

3.3.2 Conciliación del Resultado Integral por el año terminado el 31 de diciembre del 2010

2010
(en U.S. dólares)

Resultado de acuerdo a bases contables anteriores informado previamente	<u>19,530,232</u>
<i>Ajustes por la conversión a NIIF:</i>	
Amortización de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos (1)	(3,386)
Provisión para taponamiento de pozos (3)	(72,241)
Provisión por indemnización por años de servicio (4)	(42,404)
Reconocimiento de impuestos diferidos (5)	3,338
Otros	<u>(34,357)</u>
Subtotal	<u>(149,050)</u>
Resultado integral de acuerdo a NIIF	<u>19,381,182</u>

a) Explicación resumida de los ajustes por conversión a NIIF:

(1) Amortización de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos:

De acuerdo con las NIIF y las políticas aplicadas por la Compañía, la amortización de las inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos se calcula considerando las reservas probadas desarrolladas y los saldos de las referidas inversiones pendientes de amortizar al inicio de cada mes, sin considerar los proyectos en curso. De acuerdo con PCGA anteriores, la amortización se efectuaba considerando las reservas probadas totales y los saldos pendientes de amortizar, incluidos proyectos en curso, al inicio de cada año. El efecto de esta situación al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, fue un incremento de utilidades retenidas en US\$62 mil y US\$58 mil, respectivamente y una disminución en la utilidad del año 2010 por US\$3 mil.

(2) Baja de costos que no representan inversiones: Según NIIF, existen ciertos desembolsos que por su naturaleza no representan inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos que bajo PCGA anteriores fueron activados como inversiones. Al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, el efecto de registrar estos costos fue una disminución en utilidades retenidas por US\$210 mil.

(3) Provisión para taponamiento de pozos: Según las NIIF, la Compañía debe calcular y registrar los costos por taponamiento de pozos en base a un estudio realizado por especialistas técnicos; sin embargo, bajo PCGA anteriores el referido cálculo no era requerido. Al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, el efecto de registrar esta provisión fue una disminución en utilidades retenidas por US\$597 mil y US\$669 mil, respectivamente y en la utilidad del año 2010 por US\$72 mil.

(4) Provisión por indemnización por años de servicio: Según NIIF, la determinación de la provisión por indemnización por años de servicio, para aquellos casos en que se termine la relación laboral por el cumplimiento del

plazo del contrato, debe ser reconocida utilizando el método de Unidad de Crédito Proyectado. Bajo PCGA anteriores, la Compañía no reconoció ninguna provisión por este concepto. Al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, los efectos de esta situación, fueron el reconocimiento de una provisión por indemnización por años de servicio por US\$336 mil y US\$379 mil respectivamente, y una disminución en utilidades retenidas en los referidos importes y en la utilidad del año 2010 por US\$42 mil.

(5) Reconocimiento de impuestos diferidos: Las NIIF requieren el reconocimiento de impuestos diferidos usando el método del balance que está orientado al cálculo de las diferencias temporarias entre la base tributaria de un activo o un pasivo y su valor contable en el balance. Los ajustes generados por la aplicación de las NIIF han significado la determinación de diferencias temporarias que fueron registradas como activos y pasivos por impuestos diferidos (Nota 12). Al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010, los efectos de las diferencias temporarias fueron un incremento de utilidades retenidas por US\$132 mil y US\$136 mil, respectivamente y el reconocimiento en el ingreso por impuestos diferidos del año 2010 por US\$3 mil.

Un resumen de las diferencias temporarias es como sigue:

	Diferencias temporarias	
	Diciembre 31, <u>2010</u>	Enero 1, <u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
<i><u>Diferencias temporarias:</u></i>		
<u>Bloque Pindo</u>		
Ajuste a inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	329,540	395,218
Provisión para taponamiento de pozos	232,972	211,793
Provisión por indemnización por años de servicio	185,331	134,523
Otros	<u>76,817</u>	<u>68,003</u>
Total	<u>824,660</u>	<u>809,537</u>
Tasa neta utilizada para el cálculo del impuesto diferido	22%	25%
Activo por impuestos diferidos	<u>181,425</u>	<u>202,384</u>

Diferencias temporarias
 Diciembre 31, Enero 1,
2010 2010
 (en U.S. dólares)

Diferencias temporarias:

Bloque Palanda - Yuca Sur

Ajuste a inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	(207,649)	(285,416)
Otros	<u> </u>	<u>5,503</u>
Total	<u>(207,649)</u>	<u>(279,913)</u>
Tasa neta utilizada para el cálculo del impuesto diferido	22%	25%
Pasivo por impuestos diferidos	<u>(45,683)</u>	<u>(69,978)</u>

b) Reclasificaciones entre Activos y/o Pasivos - La administración de la Compañía ha efectuado las siguientes reclasificaciones en el estado de situación financiera, para una apropiada presentación de acuerdo a la NIC 1:

<u>Cuenta</u>	<u>Presentación bajo PCGA anteriores</u>	<u>Presentación bajo NIIF</u>	Saldos a Diciembre 31, <u>2010</u> (en U.S. dólares)	Enero1, <u>2010</u>
Certificados de Depósito	Incluido en inversiones temporales	Incluido en otros activos financieros	<u>56,704</u>	<u>3,266,830</u>
Préstamos	Incluido en cuentas por cobrar a compañías relacionadas	Incluido en otros activos financieros	<u>-</u>	<u>687,020</u>
Sublevante de petróleo crudo	Incluido en gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	Incluido en cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	<u>-</u>	<u>1,851,976</u>
Cuentas por cobrar por bombeo	Incluido en gastos anticipados	Incluido en cuentas por cobrar	<u>142,440</u>	<u>694,747</u>

<u>Cuenta</u>	<u>Presentación bajo PCGA anteriores</u>	<u>Presentación bajo NIIF</u>	<u>Saldos a</u>	
			<u>Diciembre 31, 2010</u> (en U.S. dólares)	<u>Enero 1, 2010</u>
	y otras cuentas por cobrar	comerciales y otras cuentas por cobrar		
Crédito tributario de impuesto a la renta	Incluido en gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	Incluido en activos por impuestos corrientes	<u>10,018</u>	<u>3,626</u>
Impuesto al valor agregado - IVA y retenciones en la fuente	Incluido en gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	Incluido en activos por impuestos corrientes	<u>568,738</u>	<u>388,348</u>
Sobrelevante de petróleo crudo	Incluido en otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar	Incluido en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	<u>1,370,711</u>	<u>-</u>
Diferencial de calidad	Incluido en otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar	Incluido en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	<u>515,875</u>	<u>435,907</u>
Transporte SOTE y RODA	Incluido en otros gastos acumulados y otras cuentas	Incluido en cuentas por pagar comerciales	<u>250,269</u>	<u>229,112</u>

<u>Cuenta</u>	<u>Presentación bajo PCGA anteriores</u>	<u>Presentación bajo NIIF</u>	<u>Saldos a</u>	
			<u>Diciembre 31, 2010</u> (en U.S. dólares)	<u>Enero 1, 2010</u>
	por pagar	y otras cuentas por pagar		
Impuestos por pagar	Incluido en gastos acumulados y otras cuentas por pagar	Incluido en pasivos por impuestos corrientes	<u>76,027</u>	<u>46,771</u>
Provisión para desahucio	Incluido en otros pasivos a largo plazo	Incluido en obligaciones por beneficios definidos	<u>19,287</u>	<u>22,280</u>
Participación a trabajadores	Separado en participación a trabajadores	Incluido en obligaciones acumuladas	<u>4,683,098</u>	<u>2,375,880</u>
Impuesto a la renta por pagar	Separado en impuesto a la renta por pagar	Incluido en pasivos por impuestos corrientes	<u>4,989,948</u>	<u>2,946,765</u>

- c) **Reclasificaciones entre Ingresos, Costos y Gastos** - La administración de la Compañía ha efectuado las siguientes reclasificaciones en el estado de resultado integral por el año terminado el 31 de diciembre del 2010, para una apropiada presentación de acuerdo a la NIC 1:

<u>Cuenta</u>	<u>Presentación bajo PCGA anteriores</u>	<u>Presentación bajo NIIF</u>	<u>2010</u> (en U.S. dólares)
Participación a trabajadores	Después de utilidad Operacional	Incluido en gastos administrativos y costos	<u>4,683,098</u>
Sublevante de	Incluido en	Incluido en	<u>3,548,301</u>

<u>Cuenta</u>	<u>Presentación bajo</u> <u>PCGA anteriores</u>	<u>Presentación</u> <u>bajo NIIF</u>	<u>2010</u>
petróleo crudo	ingresos	costos	

3.3.3 *Ajustes significativos en el estado de flujos de efectivo por el año terminado el 31 de diciembre del 2010*

No existen diferencias significativas entre el estado de flujos de efectivo presentado según las NIIF y el presentado según los PCGA anteriores.

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 a 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.

4.3 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.

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 y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.

4.5 Abandono de campos - 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 de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 10%.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Un resumen de efectivo y equivalentes de efectivo es como sigue:

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Depósitos en cuentas corrientes propias	90,048	486,590
Depósitos en efectivo y equivalentes de efectivo de los Consorcios	674,336	247,365
Inversiones temporales (1)	<u> </u>	<u>23,302,926</u>
Total	<u>764,384</u>	<u>24,036,881</u>
		<u>1,211,405</u>

(1) Al 31 de diciembre del 2010, corresponden a certificados de depósito en un banco local y un banco del exterior con vencimientos hasta marzo del 2011, con tasas de interés efectivas entre 0.18% y 5.29%.

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,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Cuentas por cobrar comerciales:		
Por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	6,717,808	
Por venta de crudo	<u>2,784,564</u>	<u>12</u>
Subtotal	9,502,372	12
Otras cuentas por cobrar:		
Sublevante de petróleo crudo	431,725	1,851,976
Cuentas por cobrar a EP Petroecuador (bombeo)		142,440
Otras	174,953	425,737
Provisión para cuentas dudosas	<u>(53,848)</u>	<u>(53,848)</u>
Total	<u>10,055,202</u>	<u>2,744,764</u>

Sublevante de petróleo crudo - Representa la participación en el saldo de barriles de crudo pendiente de levantar por parte de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%), valorado al precio de mercado. Esta cifra corresponde al saldo de sublevante del contrato anterior vigente hasta el 20 de febrero de 2011.

Cuentas por cobrar a Petroecuador (bombeo) - Corresponde a valores originados por servicios de bombeo y transporte de crudo prestados a EP Petroproducción por el Consorcio Petrosud - Petroriva (en el que la Compañía participa con el 50%). Al 31 de diciembre del 2011, el Consorcio registró una baja por US\$248 mil (US\$124 mil corresponde a la Compañía) que mantenía por cobrar por este concepto.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Un resumen de otros activos financieros es como sigue:

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos financieros medidos al costo amortizado:</i>		
Certificados de depósito (1)		56,704
Préstamos a compañías relacionadas (2)		<u>3,266,830</u>
Total	<u>-</u>	<u>3,953,850</u>

- (1) El Consorcio Petrosud - Petroriva (en el que la Compañía participa con el 50%) mantiene certificados de depósito con vencimientos hasta octubre del 2010 y con una tasa de interés efectiva del 5.32%.
- (2) Constituyen principalmente préstamos entregados a la compañía relacionada Ilsa S.A. por US\$675,000 con una tasa de interés efectiva del 6.18% anual.

8. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Materiales, repuestos y herramientas	2,188,051	1,502,436
Importaciones en tránsito	1,800	1,558
Provisión por obsolescencia de inventarios	<u>(136,949)</u>	<u>(84,148)</u>
Total	<u>2,052,902</u>	<u>1,404,286</u>

9. PROPIEDADES Y EQUIPOS

Un resumen de propiedades y equipos es como sigue:

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Costo	924,236	834,362
Depreciación acumulada	<u>(623,966)</u>	<u>(554,942)</u>
Total	<u>300,270</u>	<u>128,878</u>
<i>Clasificación:</i>		
Equipo de computación	136,142	44,953
Vehículos	73,259	75,891
Equipo de oficina	50,851	63,154
Equipo de campo	32,642	30,129
Equipo de comunicación	7,376	6,155
Construcción en curso	<u>60,500</u>	<u>60,500</u>
Total	<u>300,270</u>	<u>128,878</u>

10. INVERSIONES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, NETO

Un resumen de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos, neto es como sigue:

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	48,687,655	35,289,872
Taponamiento para pozos	813,122	287,363
Proyectos en curso	2,434,748	3,370,677
Amortización acumulada	<u>(32,679,639)</u>	<u>(26,710,488)</u>
Total	<u>19,255,886</u>	<u>8,866,747</u>

Los movimientos de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos, fueron como sigue:

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	10,189,195	8,866,747
Adquisiciones	11,100,342	4,733,114
Provisión para taponamiento de pozos	525,759	
Amortización	<u>(2,559,410)</u>	<u>(3,410,666)</u>
Saldos netos al fin del año	<u>19,255,886</u>	<u>10,189,195</u>

Amortización - Las reservas probadas desarrolladas incluidas en la estimación técnica realizada al 31 de diciembre del 2010 y 2009, de los bloques 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 explotación de hidrocarburos, para los años 2011 y 2010, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Bloque</u>	Reservas probadas desarrolladas		Volumen de producción	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
		Diciembre 31,		Diciembre 31,

	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
	(1)			
Pindo	<u>4,820,180</u>	<u>5,484,674</u>	<u>1,838,071</u>	<u>2,372,374</u>
Palanda Yuca Sur	<u>4,777,004</u>	<u>5,737,196</u>	<u>732,671</u>	<u>905,554</u>

(1) Hasta el 21 de febrero del 2011 (fecha de inicio de 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 Bloque Pindo y 83,193 barriles de petróleo crudo en el Bloque Palanda - Yuca Sur.

11. 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, ...		Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)		
Proveedores locales	5,575,069	4,666,051	1,549,092
Otras cuentas por pagar:			
Dividendos por pagar			74,595
Sobrelevante de petróleo crudo		1,310,711	
EP Petroecuador:			
Diferencial de calidad	584,303	515,875	435,907
Transporte SOTE y RODA	69,097	250,269	229,112
Transporte Red de Oleoducto del Distrito Amazónico – RODA		122,913	45,481
Otros	<u>194</u>	<u>51,717</u>	<u>61,211</u>
Total	<u>6,228,663</u>	<u>6,917,536</u>	<u>2,395,398</u>

Sobrelevante de petróleo crudo - Al 31 de diciembre del 2010, representa el excedente en el volumen de petróleo crudo exportado en relación a lo producido por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) del anterior contrato. Se valora al precio de mercado.

12. IMPUESTOS

12.1 Activos y pasivos del año corriente - Un resumen de activos y pasivos por impuestos corrientes es como sigue:

	... Diciembre 31, ...		Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)		
<i>Activos por impuestos corrientes:</i>			
Anticipo de impuesto a la renta	6,392	10,018	3,626

Impuesto al Valor Agregado - IVA	839,019	567,908	388,334
Retenciones en la fuente	<u>74,023</u>	<u>830</u>	<u>14</u>
Total	<u>919,434</u>	<u>578,756</u>	<u>391,974</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>			
Impuesto a la renta por pagar (1)	1,504,480	4,989,948	2,946,765
Impuesto al Valor Agregado - IVA	479,669	75,994	46,735
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta por pagar	<u>37</u>	<u>33</u>	<u>36</u>
Total	<u>1,984,186</u>	<u>5,065,975</u>	<u>2,993,536</u>

(1) De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 24% sobre las utilidades sujetas a distribución (25% para el año 2010) y del 14% sobre las utilidades sujetas a capitalización (15% para el año 2010).

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 2008 al 2011. Las contingencias correspondientes se presentan en la Nota 22.

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

	...Diciembre 31,...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros	18,718,151	26,269,230
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	<u>555,653</u>	<u>149,050</u>
Utilidad según estados financieros bajo PCGA de los contratos, sujeta al cálculo del impuesto a la renta	19,273,804	26,418,280
Gastos no deducibles	2,978,119	42,119
Ajuste por ingresos brutos tributables	36,244	1,014,477
Otras partidas conciliatorias	<u>(35,777)</u>	<u>90,661</u>
Utilidad gravable	<u>22,252,390</u>	<u>27,565,537</u>
Impuesto a la renta del 24% (25% para el año 2010) cargado a resultados	5,340,574	6,891,384
Impuesto a la renta diferido cargado a resultados	<u>(189,735)</u>	<u>(3,336)</u>
Total impuesto a la renta corriente y diferido cargado a Resultados	<u>5,150,839</u>	<u>6,888,048</u>

12.3 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>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	

Saldos al comienzo del año	4,989,948	2,946,765
Provisión	5,340,574	6,891,384
Pagos efectuados	<u>(8,826,042)</u>	<u>(4,848,201)</u>
Saldos al fin del año	<u>1,504,480</u>	<u>4,989,948</u>

12.4 Saldos del impuesto diferido - Los movimientos de activos (pasivos) por impuestos diferidos fueron como sigue:

	Saldos al comienzo del año	Reconocido en los resultados (en U.S. dólares)	Saldos al fin del año
<i>Año 2011</i>			
<u>Bloque Pindo</u>			
<i>Activos por impuestos diferidos en relación a:</i>			
Ajuste a inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	72,499	36,111	108,610
Provisión para taponamiento de pozos	51,254	41,588	92,842
Provisión por indemnización por años de servicios	40,772	1,123	41,895
Otros	<u>16,900</u>	<u>3,584</u>	<u>20,484</u>
Total	<u>181,425</u>	<u>82,406</u>	<u>263,831</u>

Bloque Palanda - Yuca Sur

Activos (pasivos) por impuestos diferidos en relación a:

Ajuste a inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos y total	<u>(45,683)</u>	<u>107,329</u>	<u>61,646</u>
--	-----------------	----------------	---------------

Año 2010

Bloque Pindo

Activos por impuestos diferidos en relación a:

Ajuste a inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	98,805	(26,306)	72,499
Provisión para taponamiento de pozos	52,948	(1,694)	51,254

Provisión por indemnización por años de servicios	33,631	7,141	40,772
Otros	<u>17,000</u>	<u>(100)</u>	<u>16,900</u>
Total	<u>202,384</u>	<u>(20,959)</u>	<u>181,425</u>

Bloque Palanda - Yuca Sur

Pasivos por impuestos diferidos en relación a:

Ajuste a inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	(71,354)	25,671	(45,683)
Otros	<u>1,376</u>	<u>(1,376)</u>	
Total	<u>(69,978)</u>	<u>24,295</u>	<u>(45,683)</u>

Ajuste por Ingresos Brutos Tributables - El 29 de diciembre del 2007, con vigencia efectiva el 1ro. de enero del 2009, se publicó la Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria en el Ecuador a través de la cual se incluyó en la Ley de Régimen Tributario Interno la normativa relacionada con los precios de transferencia en transacciones efectuadas entre partes relacionadas.

La normativa mencionada dispone que para establecer la existencia de algún tipo de relación o vinculación entre contribuyentes, la Administración Tributaria atenderá, entre otros aspectos, a la proporción de las transacciones y a los mecanismos de precios usados en tales operaciones, y que también se considerarán partes relacionadas a los sujetos pasivos que realicen transacciones con sociedades domiciliadas, constituidas o ubicadas en una jurisdicción fiscal de menor imposición. Tomando en cuenta que durante el ejercicio económico 2010 los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) vendió la mayor parte de su producción de crudo a la Compañía Glencore Ltd., en aplicación de lo dispuesto por la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de Aplicación, para dicho ejercicio fiscal y con el propósito de determinar legalmente sus ingresos brutos tributables, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) aplicaron las disposiciones relacionadas con precios de transferencia a las transacciones efectuadas con dicha Compañía y efectuaron el estudio correspondiente.

Sin perjuicio de la aplicación legal del régimen de precios de transferencia antes explicado, al 31 de diciembre del 2010, a efectos únicamente comparativos, de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) también efectuaron el cálculo de los ingresos brutos tributables tomando en cuenta el mayor valor entre el precio real de venta y el precio de referencia de EP Petroecuador del mes en el cual efectivamente se realizaron las ventas, tal como lo establece el Reglamento para la Determinación del Precio de Referencia de los Crudos Oriente y Napo, publicado en el Decreto Ejecutivo No. 781 - Registro Oficial No. 158 del 29 de julio del 2003, en el cual se determinó una renta tributable similar a la establecida mediante el estudio de precios de transferencia mencionado en el párrafo anterior. A partir del 21 de febrero del 2011, los nuevos contratos de prestación de servicios no consideran la normativa de los precios de referencia para la determinación de la base imponible de impuesto a la renta.

Adicionalmente, para las ventas efectuadas en el año 2010 a compañías no relacionadas, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) aplicaron lo establecido en el Reglamento para la Determinación del Precio de Referencia de los Crudos Oriente y Napo, publicado en el Decreto Ejecutivo No. 781 - Registro Oficial No. 158 del 29 de julio del 2003 referido previamente.

En opinión de la administración de los Consorcios y de su asesor legal, el ajuste de sus ingresos tributables con base en el régimen legal de precios de transferencia, es legalmente procedente al estar sustentado en lo dispuesto por la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de Aplicación.

A partir del 21 de enero del 2011, el nuevo contrato de prestación de servicios no considera la normativa de los precios de referencia para la determinación de la base imponible de impuesto a la renta.

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, la reducción progresiva en tres puntos porcentuales en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 24% para el año 2011, 23% para el año 2012 y 22% a partir del año 2013.

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.
- 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.

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 domiciliadas en el exterior, paraísos fiscales o países con régimen de menor imposición, dentro de un mismo período fiscal por un importe acumulado superior a US\$5 millones, están obligados a presentar un estudio de Precios de Transferencia. Al 31 de diciembre del 2011 y 2010, los Consorcios prepararon dicho estudio, en base al cual determinó un ajuste por US\$73 mil y US\$1.3 millones (US\$37 mil y US\$650 mil corresponden a la Compañía); respectivamente, (Nota 12), el cual fue considerado para la determinación de la base imponible del impuesto a la renta en esos años.

14. OBLIGACIONES ACUMULADAS

Un resumen de obligaciones acumuladas es como sigue:

... Diciembre 31,...	Enero 1,
<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)

Participación a trabajadores - Consorcios	3,401,830	4,683,098	2,375,880
Beneficios sociales	<u>184,835</u>	<u>103,844</u>	<u>67,207</u>
Total	<u>3,586,665</u>	<u>4,786,942</u>	<u>2,443,087</u>

14.1 Participación a trabajadores - Consorcios - Debido a que la Compañía no tiene trabajadores, no le corresponde constituir provisiones por este concepto. Sin embargo, la participación a los trabajadores 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>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	4,683,098	2,375,880
Provisión del año	3,401,830	4,683,098
Pagos efectuados	<u>(4,683,098)</u>	<u>(2,375,880)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,401,830</u>	<u>4,683,098</u>

15. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...		Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)		
Provisión por indemnización por años de servicio	367,042	378,708	336,307
Bonificación por desahucio	<u>26,358</u>	<u>19,287</u>	<u>22,280</u>
Saldos al fin del año	<u>393,400</u>	<u>397,995</u>	<u>358,587</u>

15.1 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 del contrato de servicios firmado 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.

15.2 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 indemnización por años de servicios fueron como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	378,708	336,307
Costo de los servicios del período corriente	58,933	52,666
Costo por intereses	26,510	23,541
Pérdidas actuariales	196,156	234,892
Ganancias sobre reducciones	<u>(293,265)</u>	<u>(268,698)</u>
Saldos al fin del año	<u>367,042</u>	<u>378,708</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre del 2011 y 2010 y el 1 de enero del 2010 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 presunciones principales usadas para propósitos de los cálculos actuariales son las siguientes:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	%	%
Tasa(s) de descuento	7.00	7.00
Tasa(s) esperada del incremento salarial	3.00	3.00

Los importes reconocidos en los resultados respecto a dichos planes de beneficios definidos son los siguientes:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Costo actual del servicio	58,933	52,666
Intereses sobre la obligación	26,510	23,541
Pérdidas actuariales	196,156	234,892
Ganancias sobre reducciones	<u>(293,265)</u>	<u>(268,698)</u>
Total	<u>(11,666)</u>	<u>42,401</u>

16. PROVISIONES

Un resumen de provisiones es como sigue:

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Provisión para taponamiento de pozos (1)	1,294,566	698,915
Otros (2)	<u>298,430</u>	<u>635,378</u>
Total	<u>1,592,996</u>	<u>698,915</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	298,430	
No Corriente	<u>1,294,566</u>	<u>635,378</u>
Total	<u>1,592,996</u>	<u>635,378</u>

- (1) Constituye una estimación efectuada por la Administración de la Compañía en base a un estudio realizado por especialistas técnicos de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%). Los costos futuros fueron descontados a una tasa del 10%.
- (2) Corresponde a la provisión por impuestos adicionales a pagar por parte de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) determinados por el Servicio de Rentas Internas a través de actas de fiscalización correspondientes a los años 2005, 2006 y 2007.

17. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

17.1 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.

Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) disponen de una organización y de sistemas de información, administrados por la Gerencia, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Comité de Dirección de los Consorcios medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación se presenta una definición de los riesgos que enfrentan los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%), una caracterización y cuantificación de éstos y una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de los Consorcios, si es el caso.

17.2 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 los Consorcios. Los Consorcios han 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. Los Consorcios únicamente realizan transacciones con la Secretaría de Hidrocarburos.

17.3 Riesgo de Liquidez - El Comité de Dirección de los Consorcios 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 los Consorcios. Los Consorcios manejan el riesgo de liquidez manteniendo reservas, facilidades financieras y aportes de sus compañías socias, monitoreando continuamente los flujos efectivos proyectados y reales y conciliando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.

17.4 Riesgo de Capital - Los Consorcios gestionan su capital para asegurar que la Compañía 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 los Consorcios revisa la estructura de capital de los Consorcios periódicamente. Como parte de esta revisión, el comité considera el costo del capital y los riesgos asociados con cada clase de capital.

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

	... Diciembre 31, ... <u>2011</u>	... Enero 1, <u>2010</u>	Enero 1, <u>2010</u>
	... (en miles de U.S. dólares) ...		
Efectivo y equivalentes de efectivo (Ver Nota 5)	764,384	24,036,881	1,211,405
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Ver Nota 6)	<u>10,055,202</u>	<u>514,329</u>	<u>2,744,764</u>
Total	<u>10,819,586</u>	<u>24,551,210</u>	<u>3,956,169</u>
Préstamos			10,011
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Ver Nota 11)	<u>8,828,663</u>	<u>6,917,536</u>	<u>2,395,398</u>
Total	<u>8,828,663</u>	<u>6,917,536</u>	<u>2,405,409</u>

18. PATRIMONIO

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

18.2 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.

18.3 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.

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

	... Diciembre 31,...	Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidades retenidas - distribuibles	17,497,675	19,530,363
Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF (Nota 3.3.1)	<u>(1,204,824)</u>	<u>(1,204,824)</u>
Total	<u>16,292,851</u>	<u>18,325,539</u>
		<u>9,705,502</u>
		<u>(1,055,774)</u>
		<u>8,649,728</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 por primera vez de las NIIF - Incluye los valores resultantes de los ajustes originados en la adopción por primera vez de las NIIF. El saldo deudor podrá ser absorbido por los resultados acumulados y los del último ejercicio económico concluido, si los hubiere.

18.5 Dividendos - Durante el año 2011, la Compañía canceló US\$15 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2010 a Petróleos Sud Americanos S.A. de Suiza. En el año del 2010 se canceló dividendos por US\$9,705 mil correspondiente a la distribución de dividendos de la utilidad del año 2009.

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 gravados para efectos del impuesto a la renta.

19. INGRESOS

Un resumen de los ingresos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Ingreso por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	32,548,426	
Ingreso por venta de crudo	<u>3,498,062</u>	<u>51,685,706</u>
Total	<u>36,046,488</u>	<u>51,685,706</u>

Producción de crudo - Durante el año 2011, la producción de petróleo de los pozos en los Bloques Palanda - Yuca Sur y Pindo disminuyó en un 23% y 19% respectivamente, en relación al año anterior, debido a la disminución natural de la producción en los pozos de dichos bloques y a la disminución de la producción esperada de las perforaciones realizadas en el Bloque Palanda - Yuca Sur.

20. COSTOS Y GASTOS POR SU NATURALEZA

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

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Costos	12,394,265	21,041,144
Gastos de administración	2,806,130	2,365,410
Gastos de ventas	185,025	1,653,249
Otros gastos, neto	<u>1,627,119</u>	<u>255,130</u>
Total	<u>17,012,539</u>	<u>25,314,933</u>

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Producción de crudo	4,167,771	10,716,718
Participación a trabajadores - 12% corresponde al estado ecuatoriano	2,721,464	3,746,478
Amortización de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	2,559,410	3,410,666
Gastos por beneficios a los empleados	2,279,554	2,231,464
Honorarios y servicios	1,680,588	1,365,994
Diferencial de precio	1,426,228	16,170
Gastos de mantenimiento	965,411	1,228,649
Impuestos	322,383	831,555
Gastos por transporte de crudo	185,025	1,653,249
Gastos de gestión	73,505	32,435
Gastos depreciación de propiedades y equipo	70,385	97,582
Arriendos	38,757	35,681
Otros gastos (ingresos), neto	<u>522,058</u>	<u>(51,708)</u>
Total	<u>17,012,539</u>	<u>25,314,933</u>

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 50%) como cobro de la cuenta por cobrar por los servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos.

21. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

La controladora es Petróleos Sud Americanos S.A., compañía domiciliada en Suiza.

21.1 Transacciones comerciales - Durante los años 2011 y 2010, la Compañía realizó las siguientes transacciones comerciales con partes relacionadas:

	Dividendos pagados	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	
Petróleos Sud Americanos S.A. de Suiza	<u>15,600.00</u>	<u>9,705,371</u>

21.2 Préstamos de partes relacionadas

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en U.S. dólares)	

Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador
Fosforocomp S.A. (1)

2,600,000 -

(1) Corresponde a los aportes realizados por Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. al Consorcio Petrosud - Petroriva y al Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) a nombre de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A.