

Petroriva S.A.

*Estados Financieros por el Año Terminado
el 31 de Diciembre del 2011 e Informe de
los Auditores Independientes*

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES



A los Señores Accionistas de
Petroriva S.A.:

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Petroriva S.A. (sociedad constituida en el Ecuador y subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. de Argentina) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2011 y los correspondientes estados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia por los estados financieros

La gerencia de la Compañía es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, y del control interno determinado por la gerencia como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con normas internacionales de auditoría. Dichas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen errores materiales.

Una auditoría comprende la realización de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores importantes en los estados financieros debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Compañía a fin de diseñar procedimientos de auditoría apropiados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. Una auditoría también comprende la evaluación de que las políticas contables utilizadas son apropiadas y de que las estimaciones contables hechas por la gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited, sociedad privada de responsabilidad limitada en el Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de ellas como una entidad legal única e independiente. Conozca en www.deloitte.com/ec/conozcanos la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Opinión

En nuestra opinión, los referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de Petroriva S.A. al 31 de diciembre del 2011, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.

Deloitte & Touche

Quito, Febrero 28, 2012
Registro No. 019



A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn oval.

Mario Hidalgo
Licencia No. 22266

PETRORIVA S.A.

**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
		(en miles de U.S. dólares)	
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5	844	19,000
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	6	7,805	242
Otros activos financieros		113	52
Inventarios	7	1,721	1,220
Activos por impuestos corrientes	10	667	445
Otros activos		<u>8</u>	<u>1</u>
Total activos corrientes		<u>11,158</u>	<u>20,960</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Activos fijos, neto		215	194
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos, neto	8	15,408	6,801
Activos por impuestos diferidos	10	<u>725</u>	<u>631</u>
Total activos no corrientes		<u>16,348</u>	<u>7,626</u>
TOTAL		<u>27,506</u>	<u>28,586</u>

Ver notas a los estados financieros


Miguel Ángel Torilo
Gerente General

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

	<u>Notas</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
		(en miles de U.S. dólares)	
PASIVOS CORRIENTES:			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	9	5,852	5,178
Pasivos por impuestos corrientes	10	802	4,044
Obligaciones acumuladas	12	<u>2,869</u>	<u>3,829</u>
Total pasivos corrientes		<u>9,523</u>	<u>13,051</u>
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Obligación por beneficios definidos	13	315	15
Provisiones	14	<u>2,465</u>	<u>1,192</u>
Total pasivos no corrientes		<u>2,780</u>	<u>1,207</u>
Total pasivos		<u>12,303</u>	<u>14,258</u>
PATRIMONIO:			
Capital social	16	480	480
Utilidades retenidas		<u>14,723</u>	<u>13,848</u>
Patrimonio		<u>15,203</u>	<u>14,328</u>
TOTAL		<u>27,506</u>	<u>28,586</u>



Jorge Naranjo
Contador

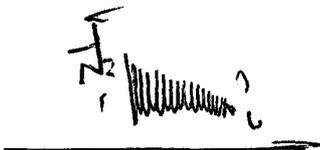
PETRORIVA S.A.

**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

	<u>Notas</u>	<u>2011</u> (en miles de U.S. dólares)	<u>2010</u>
INGRESOS	17	31,050	43,282
COSTOS	18, 19	<u>11,835</u>	<u>17,804</u>
MARGEN BRUTO		19,215	25,478
Gastos de administración	18	2,318	1,852
Gastos de ventas	18	152	1,323
Costos (ingresos) financieros		67	(90)
Otros gastos, neto	18	<u>1,627</u>	<u>441</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		15,051	21,952
Menos gasto (ingreso) por impuesto a la renta:	10		
Corriente		4,270	5,513
Diferido		<u>(94)</u>	<u>235</u>
TOTAL		<u>4,176</u>	<u>5,748</u>
UTILIDAD DEL AÑO Y RESULTADO INTEGRAL		<u>10,875</u>	<u>16,204</u>

Ver notas a los estados financieros


Miguel Ángel Torilo
Gerente General


Jorge Naranjo
Contador

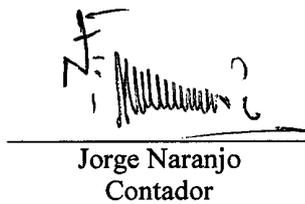
PETRORIVA S.A.

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

	<u>Capital social</u>	<u>Reserva legal</u>	<u>Utilidades retenidas</u>	<u>Total</u>
			...(en miles de U.S. dólares)...	
Saldos al 31 de diciembre del 2009	480	240	5,197	5,917
Utilidad del año			16,204	16,204
Pago de dividendos	—	—	<u>(7,793)</u>	<u>(7,793)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	480	240	13,608	14,328
Utilidad del año			10,875	10,875
Pago de dividendos	—	—	<u>(10,000)</u>	<u>(10,000)</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2011	<u>480</u>	<u>240</u>	<u>14,483</u>	<u>15,203</u>

Ver notas a los estados financieros


Miguel Ángel Torilo
Gerente General


Jorge Naranjo
Contador

PETRRORIVA S.A.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO		
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes de efectivo	(18,156)	15,477
Saldos al comienzo del año	<u>19,000</u>	<u>3,523</u>
SALDOS AL FIN DEL AÑO	<u>844</u>	<u>19,000</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
Utilidad del año	10,875	16,204
Depreciación de propiedades y equipos	59	74
Provisión para cuentas dudosas	17	
Provisión por obsolescencia de inventarios	110	
Pérdida en liquidación de otros activos	42	
Baja de otras cuentas por cobrar	99	
Provisión por taponamiento de pozos	119	93
Amortización de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	880	2,965
Impuesto a la renta corriente y diferido devengado - Consorcios y Compañía	(3,667)	1,852
Pérdida en venta de propiedades y equipos y otros activos		27
Provisión (reversión) de beneficios definidos	300	(19)
Incremento de otras provisiones	220	
Cambios en el capital de trabajo:		
Incremento en cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	(7,708)	(60)
Disminución (incremento) de inventarios	(611)	833
Disminución (incremento) de activos por impuestos corrientes y otros activos	(303)	354
Incremento de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	715	3,286
Disminución de obligaciones acumuladas	396	52
Disminución (incremento) participación a trabajadores - Consorcios	<u>(1,025)</u>	<u>1,850</u>
Flujo neto de efectivo proveniente de actividades de operación	<u>518</u>	<u>27,511</u>

(Continúa...)



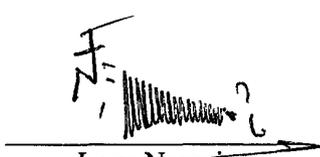
PETRORIVA S.A.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO (Continuación...)
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adquisiciones de propiedades y equipos	(121)	(174)
Precio de venta propiedades y equipos y otros activos		54
Incremento de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	<u>(8,553)</u>	<u>(4,113)</u>
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	<u>(8,674)</u>	<u>(4,233)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Pago de obligaciones bancarias		(8)
Pago de dividendos	<u>(10,000)</u>	<u>(7,793)</u>
Flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento	<u>(10,000)</u>	<u>(7,801)</u>
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	<u>(18,156)</u>	<u>15,447</u>
TRANSACCIONES QUE NO GENERARON MOVIMIENTO DE EFECTIVO:		
Actualización de la provisión para abandono de pozos	<u>934</u>	<u>176</u>

Ver notas a los estados financieros


Miguel Ángel Torijo
Gerente General


Jorge Naranjo
Contador

PETRORIVA S.A.

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

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 2011, se dedicaba a la comercialización de cemento.

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 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 Sudamericanos 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. 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 septiembre 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 40%) 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.

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 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 Nacional de Hidrocarburos o la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburibero (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 Nacional de Hidrocarburos y el estado ecuatoriano.
- La decisión de forma de pago por la prestación de servicios es de la Secretaría Nacional de Hidrocarburos que puede ser realizada en dinero, petróleo crudo o en forma mixta.
- De los ingresos brutos 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.
- 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 Nacional 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 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 2011, es como sigue:

Campo Palanda - Yuca Sur

<u>Actividad</u>	<u>Plan de Actividad</u>		<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-CPYS-2011 del 7 de noviembre del 2011, el Consorcio solicitó la autorización a la Secretaría Nacional 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 Nacional de Hidrocarburos aprobó la reforma al programa de actividades presentado por el Consorcio.

Campo Pindo

<u>Actividad</u>	<u>Plan de Actividad</u>		<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 Nacional 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 Nacional de Hidrocarburos aprobó la reforma al programa de actividades y el presupuesto del Consorcio por dicho valor.

Mediante comunicación 480-PSPR-2011 del 30 de diciembre del 2011, el Consorcio solicitó autorización de la Secretaría Nacional 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 Nacional 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 Nacional 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 Nacional 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 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>Campo Palanda - Yuca Sur</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 (15,937 y 179,964 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 2,357,374 barriles de petróleo crudo respectivamente, de la cual, le correspondió a EP Petroecuador 168,183 y 1,403,363 barriles de petróleo crudo y al Consorcio 112,747 y 954,008 barriles de petróleo crudo (45,099 y 381,604 barriles corresponden a la Compañía), en esas fechas.

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:

<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>8.68</u>	<u>7.82</u>
<u>Campo Pindo</u>		
Hasta 437 (491 en el año 2010) bpd (*)	<u>5.58</u>	<u>5.05</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).

Aplicación por primera vez de NIIF en Ecuador - Para propósitos de elaboración de los estados financieros presentados a la Superintendencia de Compañías del Ecuador, la Compañía preparó sus estados financieros hasta el 31 de diciembre del 2010, 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 (en los que la Compañía participa con el 40%) y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador y principios y prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en la industria petrolera, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad, las cuales podrían diferir de las Normas Internacionales de Información Financiera.

La Superintendencia de Compañías del Ecuador 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 de 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 en el Ecuador a partir del 1 de enero de 2011.

La Compañía no adoptó NIIF por primera vez en el Ecuador considerando la Norma Internacional de Información Financiera - Adopción por primera vez (NIIF 1), en razón de que la referida norma no es de aplicación cuando la Compañía ha emitido en años anteriores estados financieros que contenían una declaración de cumplimiento con las NIIF y que son de uso público; por lo tanto, para la preparación de los presentes estados financieros la Compañía mantuvo las políticas contables utilizadas en la elaboración de los estados financieros en NIIF emitidos en años anteriores. Adicionalmente, para cumplir con las disposiciones establecidas por la Superintendencia de Compañías del Ecuador, la Compañía disgregó de las utilidades retenidas las diferencias entre las políticas contables basadas en NIIF y las normas aplicables en el Ecuador. Un resumen de las referidas diferencias se presenta en la Nota 16.3.

- 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 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 y sobregiros bancarios. Los sobregiros bancarios son presentados como pasivos corrientes en el estado de situación financiera.
- 2.6 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.
- 2.7 Inversiones de exploración y explotación de Hidrocarburos** - Corresponden a desembolsos relacionados con la exploración adicional, 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 los informes técnicos externos al 31 de diciembre del 2009 y 31 de octubre del 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 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 incurren.

- 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 2011 y 2010, 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 imposables 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 imposables. Un activo por impuesto diferido se reconoce por todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 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.

Los Consorcios debe compensar 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 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.

2.11.1 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 - El costo de los beneficios definidos (bonificación por desahucio) 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 o en otro resultado integral.

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 EP Petroecuador por la producción fiscalizada en el mes.

2.13.2 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.
- 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 Petroecuador, definido por la curva base de producción.
- 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.

2.13.3 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.

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

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 Nacional 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 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 Normas nuevas y revisadas sin efecto material sobre los estados financieros consolidados - La Compañía ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) e Interpretaciones del Comité (CINIIF):

<u>NIIF</u>	<u>Título</u>	<u>Efectiva a partir</u>
Enmiendas a la NIC 1	Presentación de estados financieros (como parte de las mejoras a NIIF emitidas en el 2010)	Enero 1, 2011
NIC 24 (revisada en 2009)	Revelaciones de partes relacionadas	Enero 1, 2011

La Administración considera que la aplicación de las normas nuevas y revisada durante el año 2011, detalladas anteriormente, no ha tenido un efecto material sobre la posición financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones o sus flujos de efectivo.

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>Fecha de vigencia</u>
NIIF 9 (enmendada en 2010)	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
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 no 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 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.
- 4.3 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 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%.
- 4.4 Reclasificaciones** - Ciertas cifras de los estados financieros del año 2010, fueron reclasificados para hacerlas comparables con la presentación del año 2011.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Depósitos en cuentas corrientes propias	306	114
Depósitos en efectivo y equivalentes de efectivo de los Consorcios	538	198
Inversiones temporales (1)	—	<u>18,688</u>
Total	<u>844</u>	<u>19,000</u>

- (1) Al 31 de diciembre del 2010, corresponden a certificados de depósito en un banco del exterior con vencimientos hasta marzo del 2011 y que devengan una tasa de interés efectiva que fluctúa entre el 0.18% y el 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, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Cuentas por cobrar comerciales:		
Por servicios prestados a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos	5,374	
Por venta de crudo	2,229	
Por venta de cemento	104	60
Otras cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar a EP Petroecuador (bombeo)		114
Otras cuentas por cobrar	141	94
Provisión para cuentas dudosas	<u>(43)</u>	<u>(26)</u>
Total	<u>7,805</u>	<u>242</u>

7. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Materiales, repuestos y herramientas	1,752	1,202
Petróleo crudo	79	18
Provisión por obsolescencia de inventarios	<u>(110)</u>	<u>—</u>
Total	<u>1,721</u>	<u>1,220</u>

8. INVERSIONES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, NETO

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	40,889	29,718

Proyectos en curso	1,948	3,024
Amortización acumulada	<u>(27,429)</u>	<u>(25,941)</u>
Total	<u>15,408</u>	<u>6,801</u>

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

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	6,801	5,477
Adquisiciones	8,553	4,113
Provisión para taponamiento de pozos	934	176
Amortización	<u>(880)</u>	<u>(2,965)</u>
Saldos netos al fin del año	<u>15,408</u>	<u>6,801</u>

Amortización - Las reservas probadas desarrolladas obtenidas de los informes de reservas certificadas al 31 de octubre del 2010 y al 31 de diciembre del 2009, 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 explotación de hidrocarburos, para los años 2011 y 2010, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Campo</u>	Reservas probadas desarrolladas		Volumen de producción	
	Octubre 31, <u>2010</u>	Diciembre 31, <u>2009</u>	Diciembre 31, <u>2011</u>	Diciembre 31, <u>2010</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo	<u>5,067,484</u>	<u>3,748,376</u>	<u>1,838,071</u> (1)	<u>2,372,374</u>
Palanda Yuca Sur	<u>3,806,002</u>	<u>3,691,565</u>	<u>732,671</u>	<u>905,554</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.

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, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Proveedores locales	5,329	3,835
Otras cuentas por pagar:		
EP Petroecuador:		
Diferencial de calidad	467	413
Transporte SOTE y RODA	55	200
Sobrelevante de crudo		690
Otros	<u>1</u>	<u>40</u>
Total	<u>5,852</u>	<u>5,178</u>

Sobrelevante de 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 40%) del anterior contrato. Se valora al precio real de venta FOB de la última venta efectuadas por los Consorcios.

10. IMPUESTOS

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

	... Diciembre 31,...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
<i>Activos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto al Valor Agregado - IVA	655	441
Retenciones en la fuente - IVA	<u>12</u>	<u>4</u>
Total	<u>667</u>	<u>445</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por pagar (1)	410	3,983
Impuesto al Valor Agregado - IVA	284	
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta por pagar	<u>108</u>	<u>61</u>
Total	<u>802</u>	<u>4,044</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).

10.2 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 miles de U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros	15,051	21,952
Utilidad neta en actividades propias	(31)	(127)
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	<u>1,067</u>	<u>(593)</u>
Utilidad según estados financieros locales, sujeto al cálculo del impuesto a la renta	16,087	21,232
Gastos no deducibles	1,704	10
Ajuste por ingresos brutos tributables	<u> </u>	<u>812</u>
Utilidad gravable	<u>17,791</u>	<u>22,054</u>
Impuesto a la renta del 24% (25% para el año 2010) cargado a resultados	4,270	5,513
Impuesto a la renta diferido cargado a resultados	<u>(94)</u>	<u>235</u>
Total impuesto a la renta corriente y diferido cargado a resultados	<u>4,176</u>	<u>5,748</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 Reformativa 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 40%) 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 40%) 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 40%) 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 22 de enero 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 40%) 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.

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.
- 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 venga en función del cilindraje y del tiempo de antigüedad de los vehículos.

Debido a la inexistencia de diferencias permanentes significativas no se presenta la reconciliación entre el cargo a resultados por impuesto a la renta y el que resultaría de aplicar la tasa de impuesto sobre la utilidad neta antes de impuesto a la renta que surge del estado de resultados del período.

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 20.

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>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	3,983	2,366
Provisión	4,270	5,484
Pagos efectuados	(7,843)	(3,887)
Otros	<u> </u>	<u>20</u>
Saldos al fin del año	<u>410</u>	<u>3,983</u>

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>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Beneficio	<u>725</u>	<u>631</u>

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

	Impuesto a la renta ... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Inversiones de geología y geofísica, neto de amortización	45	408
Propiedades y equipos, neto	2	2
Valoración del stock de crudo	(18)	
Provisión por abandono de campos	516	275
Provisión para cuentas dudosas	4	
Provisión por obsolescencia de inventarios	25	
Baja de inventarios de crudo	4	
Provisión por despido intempestivo	68	
Venta de crudo adquirido a terceros (sobrelevante)		(83)
Otras cuentas por cobrar (sublevante)	79	
Pérdida en actividades propias	<u> </u>	<u>29</u>
Total beneficio	<u>725</u>	<u>631</u>

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 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\$29 mil y US\$520 mil corresponden a la Compañía); respectivamente, (Nota 10), el cual fue considerado para la determinación de la base imponible del impuesto a la renta en esos años.

12. OBLIGACIONES ACUMULADAS

Un resumen de obligaciones acumuladas es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Participación a trabajadores - Consorcios	2,721	3,746
Beneficios sociales	<u>148</u>	<u>83</u>
Total	<u>2,869</u>	<u>3,829</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	<u>2,869</u>	<u>3,829</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 tuvieron 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 miles de U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	3,746	1,896
Provisión del año	2,721	3,746
Pagos efectuados	<u>(3,746)</u>	<u>(1,896)</u>
Saldos al fin del año	<u>2,721</u>	<u>3,746</u>

13. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Despido intempestivo	294	
Bonificación por desahucio	<u>21</u>	<u>15</u>
Saldos al fin del año	<u>315</u>	<u>15</u>

13.1 Despido intempestivo - De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, cuando el empleador despide intempestivamente al trabajador, tiene la obligación de pagarle las indemnizaciones económicas, de conformidad con el tiempo de servicio y según las disposiciones legales pertinentes. La administración calculó la referida provisión en base a un estudio actuarial, considerando que los contratos que mantienen los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) con el estado ecuatoriano finalizan en el año 2018.

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.

14. PROVISIONES

Un resumen de provisiones es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Provisión para taponamiento de pozos (1)	2,245	1,192
Otros (2)	<u>220</u>	<u> </u>
Saldos al fin del año	<u>2,465</u>	<u>1,192</u>

(1) 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) 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 a través de actas de fiscalización correspondientes a los años 2005, 2006 y 2007.

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.

Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) 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 40%), 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.

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 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 Compañías que cuentan con la misma o mejor calificación de riesgo.

Las cuentas comerciales por cobrar están compuestas por un número importante de clientes distribuidos entre diversas industrias y áreas geográficas. La evaluación de crédito continua se realiza sobre la condición financiera de las cuentas por cobrar.

15.3 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 préstamos de sus compañías socias, 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 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 accionistas a través de la optimización de los saldos de deuda y patrimonio.

El Comité de Dirección de los Consorcios revisa la estructura de capital de los Consorcios sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, el comité considera el costo del capital y los riesgos asociados con cada clase de capital.

16. PATRIMONIO

16.1 Capital Social - El capital social autorizado consiste de 480,000 acciones de US\$1 valor nominal unitario.

16.2 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.

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Resultados acumulados provenientes de la adopción de las NIIF	(1,984)	(1,984)
Utilidades retenidas - distribuibles	<u>16,467</u>	<u>15,592</u>
Saldos al fin del año	<u>14,483</u>	<u>13,608</u>

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. Un resumen de las principales diferencias es como sigue:

	Diciembre 31, <u>2010</u> (en miles de U.S. dólares)
Amortización de inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos (1)	(2,119)
Provisión por taponamiento de pozos (2)	(855)
Reconocimiento del inventario de petróleo crudo	359
Reconocimiento de impuestos diferidos (3)	<u>631</u>
Total	<u>(1,984)</u>

(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 31 de diciembre del 2010, fue una disminución de utilidades retenidas en US\$2.1 millones.

(2) **Provisión por 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 especialista técnicos; sin embargo, bajo PCGA anteriores el referido cálculo no era

requerido. Al 31 de diciembre del 2010, el efecto de registrar esta provisión fue una disminución en utilidades retenidas por US\$855 mil.

- (3) **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 (pasivos) por impuestos diferidos (Nota 10). Al 31 de diciembre del 2010, los efectos de las diferencias temporarias fueron un incremento de utilidades retenidas por US\$631 mil.

16.4 Reserva Legal - La Ley de Compañías requiere que por lo menos el 5% de la utilidad anual sea apropiado como reserva legal hasta que ésta como mínimo alcance el 20% del capital social. Esta reserva no es disponible para el pago de dividendos en efectivo pero puede ser capitalizada en su totalidad.

16.5 Dividendos - Durante el año 2011, la Compañía canceló US\$10 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2010 a Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Argentina. En marzo del 2010 se canceló dividendos por US\$7,793 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.

17. INGRESOS

Un resumen de los ingresos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Ingreso por servicios prestados a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos	26,039	
Ingreso por venta de crudo	4,243	42,397
Ingreso por venta de cemento	<u>768</u>	<u>885</u>
Total	<u>31,050</u>	<u>43,282</u>

Producción de crudo - Durante el año 2011, la producción de petróleo de los pozos en los campos 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 campos y a la disminución de la producción esperada de las perforaciones realizadas en el campo Palanda - Yuca Sur (Ver Nota 18).

18. 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 miles de U.S. dólares)	
Costos	11,835	17,804
Gastos de administración	2,318	1,852
Gastos de ventas	152	1,323
Otros gastos, neto	<u>1,627</u>	<u>441</u>
Total	<u>15,932</u>	<u>21,420</u>

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Producción de crudo	7,753	10,406
Participación a trabajadores (12% corresponde al estado ecuatoriano)	2,177	2,997
Honorarios profesionales	1,400	1,121
Diferencial de precio	1,134	
Gastos por beneficios a empleados	913	988
Amortización de inversiones de exploración y explotación de Hidrocarburos	880	2,965
Consumo de cemento	633	897
Gastos por transporte de crudo	152	1,323
Gastos de gestión	59	26
Depreciación de activos fijos	47	69
Otros gastos	<u>784</u>	<u>650</u>
Total	<u>15,932</u>	<u>21,442</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 40%) como cobro de la cuenta por cobrar por los servicios prestados a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos.

19. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

19.1 Transacciones comerciales - Durante el año, la Compañía realizó las siguientes transacciones comerciales con partes relacionadas:

	Compra de cemento		Dividendos pagados	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)			
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	<u>500</u>	<u>315</u>	<u>10,000</u>	<u>7,793</u>

20. PASIVOS CONTINGENTES Y ACTIVOS CONTINGENTES

20.1 Pasivos Contingentes - Al 31 de diciembre del 2011, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 40%) registran los pasivos contingentes, en la medida que en opinión de la Administración y sus asesores legales externos, la perspectiva de la contingencia sea probable y cuantificable.

Informe de Examen Especial de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

(ARCH) - El Consorcio Petrosud - Petroriva ha sido fiscalizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH, por el año 2009. En el informe del examen especial a las inversiones de producción, exploración adicional, desarrollo adicional, costos de producción, transporte, almacenamiento y comercialización, e ingresos se ha objetado que los costos de producción de los campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur se encuentran sobrestimados por las siguientes razones:

- US\$188,692 (US\$75,477 corresponden a la Compañía) relacionados con la provisión de seguros petroleros de equipo y maquinaria no utilizada, valor que fue reversado por los Consorcios en el año 2010 afectando a otros ingresos.
- US\$61,737 (US\$24,695 corresponden a la Compañía) por el exceso de cargos de gastos de gestión, mismos que de acuerdo a lo que determina el Reglamento a la Ley de Régimen Tributario Interno no deben sobrepasar el 2% de los gastos generales.
- US\$341,370 (US\$136,548 corresponden a la Compañía) relacionados con intereses pagados por préstamos que no se utilizaron en actividades de desarrollo y producción, conforme lo determina el Reglamento de Contabilidad de Costos.

Los informes emitidos por la ARCH son de carácter administrativo y es el Servicio de Rentas Internas - SRI que considera dichos informes en sus procesos de fiscalización y determinación del pago de impuestos adicionales para la Compañía.

20.2 Activos Contingentes - Al 31 de diciembre del 2011, los Consorcios mantienen los siguientes activos contingentes, los cuales serán registrados en la medida que la resolución favorable de la contingencia sea virtualmente cierta.

- **Curva Base** - Durante la ejecución del contrato firmado entre el Consorcio Petrosud - Petroriva y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador, el Consorcio realizó inversiones e incurrió en costos adicionales para incrementar la producción de la curva base establecida en el contrato de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur, considerando, que a la fecha de operación de los campos marginales la curva base era inferior a la establecida en el referido contrato. Debido a esta situación, el Consorcio presentó un reclamo ante el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito para la recuperación de las inversiones efectuadas. Mediante un laudo arbitral se determinó una sentencia favorable al Consorcio y con providencia del 27 de septiembre del 2004, se dispuso que EP Petroecuador pague al Consorcio un valor de US\$769,526 (US\$307,810 corresponde a la Compañía). Dicha providencia fue apelada por EP Petroecuador, por lo que, en opinión de los asesores legales del Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta. Actualmente, las compañías que integran el Consorcio

Petrosud - Petroriva discuten con EP Petroecuador un procedimiento de pago cuya ejecución, en opinión de los asesores legales del Consorcio, es incierta.

- **Precio de Combustible** - El Consorcio Petrosud - Petroriva mantiene un reclamo con la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador por una diferencia producida en el precio del combustible provisto por EP Petroecuador al Consorcio para que este último pueda desarrollar las operaciones de explotación y exploración de los campos marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur. El precio tomado por EP Petroecuador para facturar el combustible fue el precio referencial internacional, el cual difiere con el precio vigente en el Ecuador. Debido a esa circunstancia, el Consorcio presentó un reclamo ante el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito, el cual mediante un laudo arbitral determinó una sentencia favorable al Consorcio; con este antecedente, el 30 de julio del 2004, el Consorcio a través de sus representantes legales, presentó ante el Juez Vigésimo Primero de lo Civil de Pichincha una demanda de ejecución del laudo arbitral en contra de EP Petroecuador y con providencia del 23 de septiembre del 2004, se dispuso que EP Petroecuador pague al Consorcio un valor de US\$962,000 (US\$384,800 corresponden a la Compañía). Dicha providencia fue apelada por EP Petroecuador, por lo que, en opinión de los asesores legales del Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta. Actualmente, las compañías que integran el Consorcio Petrosud - Petroriva discuten con EP Petroecuador un procedimiento de pago cuya ejecución, en opinión de los asesores legales del Consorcio, es incierta.

21. HECHOS OCURRIDOS DESPUÉS DEL PERÍODO SOBRE EL QUE SE INFORMA

Entre el 31 de diciembre del 2011 y la fecha de emisión de los estados financieros (febrero 28 del 2012) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros.

22. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2011 han sido aprobados por la Gerencia y serán presentados a los Accionistas y Junta Directiva para su aprobación. En opinión de la Gerencia, los estados financieros serán aprobados por la Junta Directiva sin modificaciones. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2010, fueron aprobados por la Junta Directiva sin modificaciones.

