

Deloitte.

**Petróleos Sud
Americanos del Ecuador
Petrolamerec S.A.**

*Estados Financieros por el Año Terminado
el 31 de Diciembre del 2012 e Informe de
los Auditores Independientes*



**Petróleos Sud
Americanos del Ecuador
Petrolamerec S.A.**

*Estados Financieros por el Año Terminado
el 31 de Diciembre del 2012 e Informe de
los Auditores Independientes*



PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de Auditores Independientes	2
Estado de situación financiera	3
Estado de resultado integral	4
Estado de cambios en el patrimonio	5
Estado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros	7

Abreviaturas:

NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIF	Normas Internacionales de Información Financiera
CINIIF	Interpretaciones del Comité de Normas Internacionales de Información Financiera
SRI	Servicio de Rentas Internas
PCGA	Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en el Ecuador
FV	Valor razonable (Fair value)
US\$	U.S. dólares

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Accionistas de
Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A.:

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (sociedad constituida en el Ecuador y actualmente subsidiaria de Petróleos Serenity S.A. domiciliada en Uruguay) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2012 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 están libres de 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 de los riesgos de error material 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.

Opinión

En nuestra opinión, los referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. al 31 de diciembre del 2012, 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.

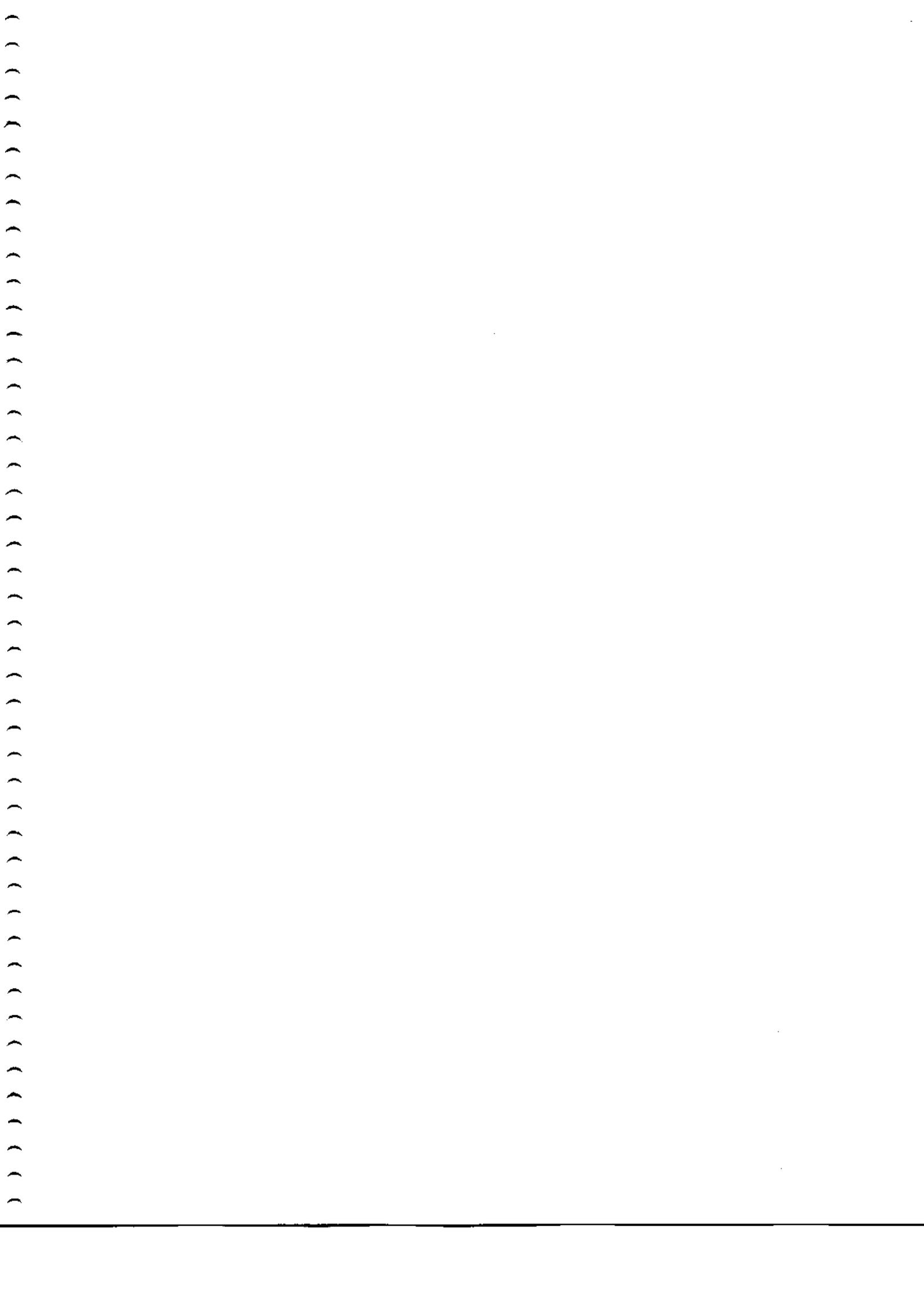
Deloitte & Touche

Quito, Marzo 20, 2013
Registro No. 019



Mario Hidalgo
Socio
Licencia No. 22266



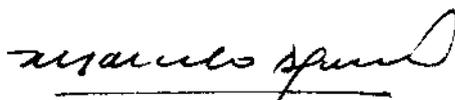


PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012**

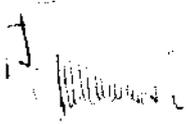
<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	Diciembre 31,	
		<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(en U.S. dólares)	
ACTIVOS CORRIENTES:			
Bancos	4	613,614	764,384
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	5	8,977,078	9,623,477
Inventarios	6	1,943,503	2,052,902
Activos por impuestos	11	33,582	100,252
Otros activos		<u>12,951</u>	<u>10,205</u>
Total activos corrientes		<u>11,580,728</u>	<u>12,551,220</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	5	431,725	431,725
Activos por impuestos	11	819,182	819,182
Propiedades y equipos	7	446,051	300,270
Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, neto	8	23,624,174	19,255,886
Activos por impuestos diferidos	11	<u>705,503</u>	<u>325,477</u>
Total activos no corrientes		<u>26,026,635</u>	<u>21,132,540</u>
TOTAL		<u>37,607,363</u>	<u>33,683,760</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Representante Legal

<u>PASIVOS Y PATRIMONIO</u>	<u>Notas</u>	Diciembre 31,	
		<u>2012</u>	<u>2011</u>
		(en U.S. dólares)	
PASIVOS CORRIENTES:			
Préstamos	9	6,719,599	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10	6,808,103	8,175,263
Pasivos por impuestos corrientes	11	2,938,955	1,984,186
Obligaciones acumuladas	13	3,775,438	3,586,665
Provisiones	15		298,430
Total pasivos corrientes		<u>20,242,095</u>	<u>14,044,544</u>
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10	620,713	653,400
Obligaciones por beneficios definidos	14	843,152	393,400
Provisiones	15	<u>1,143,304</u>	<u>1,294,566</u>
Total pasivos no corrientes		<u>2,607,169</u>	<u>2,341,366</u>
Total pasivos		<u>22,849,264</u>	<u>16,385,910</u>
PATRIMONIO:			
	17		
Capital social		669,999	669,999
Reserva legal		335,000	335,000
Utilidades retenidas		<u>13,753,100</u>	<u>16,292,851</u>
Total patrimonio		<u>14,758,099</u>	<u>17,297,850</u>
TOTAL		<u>37,607,363</u>	<u>33,683,760</u>


 Jorge Naranjo
 Contador General

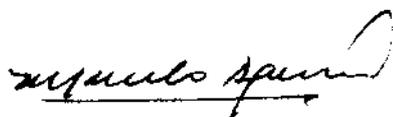


PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

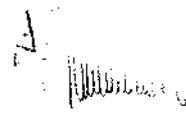
**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012**

	<u>Notas</u>	<u>2012</u> (en U.S. dólares)	<u>2011</u>
INGRESOS	18	41,573,666	36,046,488
COSTOS	19	<u>21,234,621</u>	<u>12,394,265</u>
MARGEN BRUTO		20,339,045	23,652,223
Gastos de administración	19	(2,229,242)	(2,806,130)
Gastos de ventas	19		(185,025)
Costos financieros		(591,498)	(315,798)
Otros gastos, neto	19	<u>(815,846)</u>	<u>(1,627,119)</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA		<u>16,702,459</u>	<u>18,718,151</u>
Menos gasto por impuesto a la renta:	11		
Corriente		4,759,484	5,340,574
Diferido		<u>(380,026)</u>	<u>(189,735)</u>
TOTAL		<u>4,379,458</u>	<u>5,150,839</u>
UTILIDAD NETA Y RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO		<u>12,323,001</u>	<u>13,567,312</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Representante Legal



Jorge Naranjo
Contador General

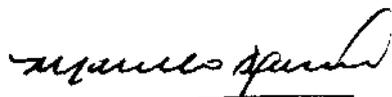


PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012**

	<u>Capital social</u>	<u>Reserva legal</u> ...(en U.S. dólares)...	<u>Utilidades retenidas</u>	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	669,999	335,000	18,325,539	19,330,538
Utilidad del año			13,567,312	13,567,312
Pago de dividendos			(15,600,000)	(15,600,000)
Saldos al 31 de diciembre del 2011	669,999	335,000	16,292,851	17,297,850
Utilidad del año			12,323,001	12,323,001
Pago de dividendos			(14,862,752)	(14,862,752)
Saldos al 31 de diciembre del 2012	<u>669,999</u>	<u>335,000</u>	<u>13,753,100</u>	<u>14,758,099</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Representante Legal



Jorge Naranjo
Contador General

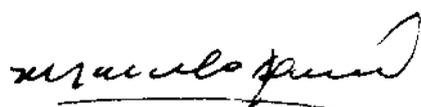


PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012**

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Recibido de clientes	45,482,611	28,184,148
Pagado a proveedores y trabajadores	(19,882,680)	(16,662,497)
Costos financieros	(591,498)	(196,225)
Impuesto a la renta - Consorcios y Compañía	(4,006,532)	(8,826,042)
Otros gastos, neto	<u>(815,846)</u>	<u>(1,587,530)</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>20,186,055</u>	<u>911,854</u>
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Disminución (incremento) de otros activos financieros	(145,782)	56,704
Adquisición de activos fijos	(261,780)	(149,419)
Precio de venta de propiedades, equipos y otros activos		30,000
Incremento de inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos	<u>(9,286,110)</u>	<u>(11,121,636)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(9,693,672)</u>	<u>(11,184,351)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO EN ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Incremento de préstamos	6,719,599	
Efectivo (pagado a) recibido de compañía relacionada	(2,500,000)	2,600,000
Pago de dividendos	<u>(14,862,752)</u>	<u>(15,600,000)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento	<u>(10,643,153)</u>	<u>(13,000,000)</u>
BANCOS:		
Disminución neta durante el año	(150,770)	(23,272,497)
Saldos al comienzo del año	<u>764,384</u>	<u>24,036,881</u>
SALDOS AL FIN DEL AÑO	<u>613,614</u>	<u>764,384</u>
TRANSACCIONES QUE NO GENERARON MOVIMIENTO DE EFECTIVO:		
Provisión para taponamiento de pozos	-	<u>525,759</u>
Pérdida por diferencia de precio en la recuperación de las cuentas por cobrar a la Secretaría de Hidrocarburos	<u>891,462</u>	<u>1,426,228</u>

Ver notas a los estados financieros



Marcelo Aguirre
Representante Legal



Jorge Naranjo
Contador General



PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

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

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 Serenity S.A. domiciliada en Uruguay. Su domicilio es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz, Quito - Ecuador. La Compañía anteriormente era subsidiaria de Petróleos Sud Americanos S.A. - Suiza. y con fecha 12 de julio del 2012 las acciones de la compañía se transfirieron a Petróleos Serenity S.A..

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 las compañías socias que integran los Consortios (en los que la Compañía participa con el 50%).

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 Consortios (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 2012, las compañías socias de los Consortios firmaron con el Estado Ecuatoriano el referido contrato de prestación de servicios y el 21 de febrero de 2012, 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 US\$31.90 y US\$28.50, respectivamente. Las referidas tarifas para el año 2012 fueron de US\$32.39 para el Bloque Palanda - Yuca Sur y de US\$28.94 para el Bloque Pindo.
- Se determinará la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior de la siguiente manera: de los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado y los tributos correspondientes al

Instituto para el Ecodesarrollo de la Región Amazónica y Esmeraldas - ECORAE y a la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por la prestación de los servicios.

- El Consorcio por cumplimiento obligatorio está comprometido 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 el área del contrato y durante todo el plazo de vigencia del contrato modificatorio; el incumplimiento del plan de actividades y el plan de desarrollo por parte del Consorcio implicará la reliquidación del pago a la Contratista de los valores equivalentes a las inversiones estimadas correspondientes a las actividades no ejecutadas, conforme lo previsto en los planes y programas y presupuestos anuales, sus reformas, y los respectivos informes y reportes de ejecución de los mismos.
- 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 2012, 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.

Operaciones - Las principales operaciones y cambios en la actividad de los Consorcios Petrosud - Petroriva y Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) se resumen en la Nota 19.

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

Un resumen de los compromisos de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) y su cumplimiento, para el año 2012, es como sigue:

Bloque Palanda - Yuca Sur

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

- (1) Mediante comunicación 402-CPPYS-2012 del 17 de diciembre del 2012, el Consorcio Palanda Yuca - Sur (en el que la Compañía participa con el 50%) solicitó autorización a la Secretaría de Hidrocarburos para reformar el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos del bloque Palanda Yuca -Sur por US\$7,213 mil. La Subsecretaría de Administración de Áreas Asignadas y Contratación Hidrocarburífera, mediante memorando No. 592-SH-SCH-UEC-DEE-2013 del 7 de febrero del 2013 aprobó la reforma al programa de actividades y el presupuesto del Consorcio por dicho valor.

Bloque Pindo

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

- (2) Mediante comunicación 408-PSPR-2012 del 17 de diciembre del 2012, el Consorcio Petrosud - Petroriva (en el que la Compañía participa con el 50%) solicitó la autorización a la Secretaría de Hidrocarburos para que ciertas actividades de inversiones en facilidades descritas en el contrato modificatorio sean sustituidas por otras actividades que van a ser ejecutadas en el año 2013. La Subsecretaría de Administración de Áreas Asignadas y Contratación Hidrocarburífera, mediante memorando No. 582-SH-SCH-UEC-DEE-2013 del 6 de febrero del 2013 aprobó la reforma al programa de actividades presentado por el Consorcio.

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

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.

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

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

- 2.1 Declaración de cumplimiento** - Los estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- 2.2 Bases de preparación** - Los estados financieros han sido preparados sobre las bases del costo histórico. 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 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.

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

2.6 **Inventarios** - Los inventarios y las importaciones en tránsito son presentados al costo de adquisición y son valuados al costo promedio ponderado. Los inventarios incluyen una provisión para reconocer pérdidas por obsolescencia, la cual es determinada en función de un análisis de la posibilidad real de utilización en la prestación de servicios.

2.7 **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.

2.8 **Propiedades y equipos**

2.8.1 **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.

2.8.2 **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.

2.8.3 **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>
Vehículos	5
Equipos de computación	3
Mobiliario y equipos de oficina	10
Equipos de campo	10
Equipo de comunicación	5

2.8.4 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.

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

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

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

- Adquisición de derechos de exploración
- Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos (incluyendo estudios de sísmica)
- Perforaciones exploratorias
- Excavaciones de zanjas y trincheras
- Toma de muestras

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

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

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

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

2.10 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.

2.11 Deterioro de activos a largo plazo - Al final de cada periodo 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.

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

2.12.1 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.

2.12.2 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 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.

2.12.3 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.

2.13 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.

2.13.1 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%.

2.14 Beneficios a empleados

2.14.1 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 Projectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período.

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

2.14.2 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 (Ver Nota 13).

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

2.15.1 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.

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

2.15.3 Venta de petróleo crudo (vigente hasta el 20 de febrero del 2011):

- 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.
- 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.
- 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.

2.16 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.

2.17 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.

- 2.18 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.

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

- 2.18.1 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 liquidación 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 a terceros (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.

- 2.19 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.

- 2.19.1 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.

2.19.2 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.

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

2.21 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, 2015
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	Enero 1, 2013
NIIF 13	Medición del valor razonable	Enero 1, 2013
Enmiendas a la NIIF 9 y NIIF 7	Fecha obligatoria efectiva de la NIIF 9 y revelaciones de transición	Enero 1, 2015
Enmiendas a la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12	Estados financieros consolidados, acuerdos conjuntos y revelaciones sobre participaciones en otras entidades: guía de transición	Enero 1, 2013
NIC 19 (Revisada en el 2011)	Beneficios a empleados	Enero 1, 2013
Enmiendas a la NIC 32	Compensación de activos y pasivos financieros	Enero 1, 2014
Enmiendas a las NIIF (NIIF 1, NIC 16, 32 y 34)	Mejoras anuales a las NIIF ciclo 2009-2011	Enero 1, 2013

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

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

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

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

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

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

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.

- 3.2 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.

- 3.3 **Impuesto a la renta diferido** - Los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) han realizado la estimación de sus impuestos diferidos considerando que ciertas diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro.
- 3.4 **Reservas de crudo** - Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por un profesional independiente. Las reservas probadas desarrolladas son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y método de operación existentes. Las estimaciones de reservas de petróleo no son exactas y son sujetas de revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contables financieras (como la estimación estándar de los flujos de efectivo descontados y la amortización de inversiones de exploración y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.
- 3.5 **Taponamiento de pozos** - A la fecha de cierre de cada período, o en aquella fecha que se considere necesario, la Administración de la Compañía efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de campos, en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del Consorcio (en el cual la Compañía participa con el 50%). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 10%.
- 3.6 **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, 2015
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	Enero 1, 2013
NIIF 13	Medición del valor razonable	Enero 1, 2013
Enmiendas a la NIIF 9 y NIIF 7	Fecha obligatoria efectiva de la NIIF 9 y revelaciones de transición	Enero 1, 2015
Enmiendas a la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12	Estados financieros consolidados, acuerdos conjuntos y revelaciones sobre participaciones en otras entidades: guía de transición	Enero 1, 2013
NIC 19 (Revisada en el 2011)	Beneficios a empleados	Enero 1, 2013
Enmiendas a la NIC 32	Compensación de activos y pasivos financieros	Enero 1, 2014
Enmiendas a las NIIF (NIIF 1, NIC 16, 32 y 34)	Mejoras anuales a las NIIF ciclo 2009-2011	Enero 1, 2013

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

4. BANCOS

Un resumen de bancos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Depósitos en cuentas corrientes propias	58,744	90,048
Depósitos en cuentas corrientes de los Consorcios	<u>554,870</u>	<u>674,336</u>
Total	<u>613,614</u>	<u>764,384</u>

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Cuentas por cobrar comerciales:		
Por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	5,016,724	6,717,808
Por venta de crudo	<u>3,722,880</u>	<u>2,784,564</u>
Subtotal	8,739,604	9,502,372
Otras cuentas por cobrar:		
Sublevante de petróleo crudo	431,725	431,725
Otras	291,321	174,953
Provisión para cuentas dudosas	<u>(53,847)</u>	<u>(53,848)</u>
Total	<u>9,408,803</u>	<u>10,055,202</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	8,977,078	9,623,477
No corriente	<u>431,725</u>	<u>431,725</u>
Total	<u>9,408,803</u>	<u>10,055,202</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 2012.

6. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Materiales, repuestos y herramientas	2,115,743	2,188,051
Importaciones en tránsito	100	1,800
Provisión por obsolescencia de inventarios	<u>(172,340)</u>	<u>(136,949)</u>
Total	<u>1,943,503</u>	<u>2,052,902</u>

7. PROPIEDADES Y EQUIPOS

Un resumen de propiedades y equipos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Costo	1,185,890	924,236
Depreciación acumulada	<u>(739,839)</u>	<u>(623,966)</u>
Total	<u>446,051</u>	<u>300,270</u>
<i>Clasificación:</i>		
Vehículos	222,856	73,259
Equipo de computación	109,398	136,142
Mobiliario y equipos de oficina	59,913	50,851
Equipo de campo	47,447	32,642
Equipo de comunicación	<u>6,437</u>	<u>7,376</u>
Total	<u>446,051</u>	<u>300,270</u>

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

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	52,484,137	48,687,655
Taponamiento para pozos	813,122	813,122
Proyectos en curso	2,570,514	2,434,748
Amortización acumulada	<u>(37,693,477)</u>	<u>(32,679,639)</u>
Subtotal	18,174,296	19,255,886
Inversiones de exploración	<u>5,449,878</u>	<u> </u>
Total	<u>23,624,174</u>	<u>19,255,886</u>

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	19,255,886	10,189,195
Adquisiciones	3,987,776	11,100,342
Provisión para taponamiento de pozos	(55,528)	525,759
Amortización	<u>(5,013,838)</u>	<u>(2,559,410)</u>
Saldos netos al fin del año	<u>18,174,296</u>	<u>19,255,886</u>

8.1.1 Amortización - Las reservas probadas desarrolladas incluidas en la estimación técnica realizada al 31 de diciembre del 2011 y 2010, 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 2012 y 2011, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

<u>Bloque</u>	Reservas probadas desarrolladas		Volumen de producción	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Pindo	<u>7,627,001</u>	<u>5,038,702</u>	<u>2,058,743</u>	<u>1,838,071</u>
Palanda Yuca Sur	<u>3,261,452</u>	<u>3,805,011</u>	<u>727,611</u>	<u>732,671</u>

- (1) Hasta el 20 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.

8.2 *Inversiones de exploración* - En el año 2012, el Consorcio Palanda - Yuca Sur realizó inversiones de exploración adicional por US\$5.4 millones en el campo SAMI correspondiente al bloque Palanda -Yuca Sur. Al 31 de diciembre del 2012, el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 50%) se encuentra efectuando pruebas de producción, para determinar la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de este campo. Posteriormente, el Consorcio (en el que la Compañía participa con el 50%) deberá presentar un plan de desarrollo a la Secretaría de Hidrocarburos y se fijará la correspondiente tarifa por prestación de servicios, la cual podría ser mayor o menor a la establecida actualmente para el campo Palanda. Dichas inversiones incluyen la disminución de US\$1,128 mil por los ingresos de servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos, correspondientes a la producción de petróleo generada en las pruebas de producción por 69,656 barriles de petróleo crudo (34,828 barriles de petróleo crudo corresponden a la Compañía).

9. PRÉSTAMOS

Corresponde a una obligación bancaria con Ebna Bank con vencimiento en abril del 2013. Al 31 de diciembre del 2012, la tasa de interés efectiva es de 4.75%.

10. 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>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Proveedores locales	6,474,577	5,575,069
Otras cuentas por pagar:		
Compañías relacionadas:		
Petroriva S.A.	233,333	
Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador		
Fosforocomp S.A.	100,000	2,600,000
EP Petroecuador:		
Diferencial de calidad	584,303	584,303
Transporte SOTE y RODA	36,410	69,097
Transporte Red de Oleoducto del Distrito Amazónico - RODA		
Otros	<u>193</u>	<u>194</u>
Total	<u>7,428,816</u>	<u>8,828,663</u>

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	6,808,103	8,175,263
No corriente	<u>620,713</u>	<u>653,400</u>
Total	<u>7,428,816</u>	<u>8,828,663</u>

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

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

Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, no se ha definido un mecanismo de liquidación de estas cuentas por pagar.

11. IMPUESTOS

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos por impuestos:</i>		
Anticipo de impuesto a la renta	6,392	6,392
Impuesto al Valor Agregado - IVA	845,170	839,019
Retenciones en la fuente	<u>1,202</u>	<u>74,023</u>
Total	<u>852,764</u>	<u>919,434</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente	33,582	100,252
No corriente	<u>819,182</u>	<u>819,182</u>
Total	<u>852,764</u>	<u>919,434</u>
<i>Pasivos por impuestos corrientes:</i>		
Impuesto a la renta por pagar	2,257,432	1,504,480
Impuesto al Valor Agregado - IVA	681,483	479,669
Retenciones en la fuente de impuesto a la renta por pagar	<u>40</u>	<u>37</u>
Total	<u>2,938,955</u>	<u>1,984,186</u>

Impuesto al Valor Agregado - IVA - Corresponde al Impuesto al Valor Agregado - IVA originado en la adquisición de bienes y servicios del contrato anterior. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros, no se ha definido un mecanismo de liquidación sobre este saldo.

11.2 Conciliación tributaria contable del impuesto a la renta corriente - El Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (en los que la Compañía participa con el 50%) calculan el impuesto a la renta de acuerdo a lo establecido en los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de petróleo crudo. De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 23% sobre las utilidades sujetas a distribución (24% para el año 2011) y del 13% sobre las utilidades sujetas a capitalización (14% para el año 2011). Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y el gasto por impuesto a la renta corriente del período, es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros	16,702,459	18,718,151
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	<u>1,881,437</u>	<u>555,653</u>
Utilidad según estados financieros bajo disposiciones tributarias y contractuales, sujeta al cálculo del impuesto a la renta	18,583,896	19,273,804
Gastos no deducibles	2,172,384	2,978,119
Ajuste por ingresos brutos tributables		36,244
Otras deducciones (remuneraciones empleados con discapacidad)	<u>(62,871)</u>	<u>(35,777)</u>
Utilidad gravable	<u>20,693,409</u>	<u>22,252,390</u>
Impuesto a la renta causado y cargado a resultados	<u>4,759,484</u>	<u>5,340,574</u>

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

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	1,504,480	4,989,948
Provisión	4,759,484	5,340,574
Pagos efectuados	<u>(4,006,532)</u>	<u>(8,826,042)</u>
Saldos al fin del año	<u>2,257,432</u>	<u>1,504,480</u>

Pagos efectuados - Corresponde a las retenciones en la fuente y al pago del anticipo y saldo inicial del impuesto a la renta.

11.4 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 2012</i>			
<u>Bloque Pindo</u>			
<i>Activos por impuestos diferidos en relación a:</i>			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	108,610	133,970	242,580
Provisión para taponamiento de pozos	92,842	20,756	113,598
Provisión por indemnización por años de servicios	41,895	34,330	76,225
Otros	<u>20,484</u>	<u>3,570</u>	<u>24,054</u>
Subtotal	<u>263,831</u>	<u>192,626</u>	<u>456,457</u>
<u>Bloque Palanda - Yuca Sur</u>			
<i>Activos por impuestos diferidos en relación a:</i>			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos y total	<u>61,646</u>	<u>187,400</u>	<u>249,046</u>
Total	<u>325,477</u>	<u>380,026</u>	<u>705,503</u>
<i>Año 2011</i>			
<u>Bloque Pindo</u>			
<i>Activos por impuestos diferidos en relación a:</i>			
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>
Subtotal	<u>181,425 (1)</u>	<u>82,406</u>	<u>263,831</u>
<u>Bloque Palanda - Yuca Sur</u>			
<i>Activos (pasivos) por impuestos diferidos en relación a:</i>			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos y subtotal	<u>(45,683) (1)</u>	<u>107,329</u>	<u>61,646</u>
Total		<u>189,735</u>	<u>325,477</u>

(1) Se presentan en activos y pasivos respectivamente por la forma de liquidación separada de estos impuestos.

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

	...Diciembre 31,...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a la renta	16,702,459	18,718,151
Gasto de impuesto a la renta	3,841,565	4,492,356
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	432,730	133,357
Gastos no deducibles	394,485	525,126
Otras	<u>(14,459)</u>	<u>112</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>4,379,458</u>	<u>5,150,839</u>
Tasa de efectiva de impuestos	<u>28%</u>	<u>28%</u>

11.6 **Aspectos Tributarios**

Aspectos Tributarios del Código Orgánico de la Producción - Con fecha diciembre 29 del 2010, se promulgó en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, el mismo que incluye entre otros aspectos tributarios, la reducción progresiva en tres puntos porcentuales en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 24% para el año 2012, 23% para el año 2012 y 22% a partir del año 2013.

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

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

12. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

De conformidad con disposiciones legales vigentes, los contribuyentes sujetos al impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas definidas como tales para efectos tributarios, dentro de un mismo período fiscal por un importe acumulado superior a US\$6 millones, están obligados a presentar un estudio de Precios de Transferencia. Para el año 2012, en base a un diagnóstico preliminar los Consorcios determinaron que las transacciones realizadas con las referidas partes relacionadas han sido efectuadas a valores de plena competencia. En el año 2011, los Consorcios (en los que participa la Compañía con el 50%) prepararon dicho estudio y registraron un ajuste por US\$73 mil (US\$36 mil corresponde a la Compañía).

13. OBLIGACIONES ACUMULADAS

Un resumen de obligaciones acumuladas es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Participación a trabajadores - Consorcios	3,431,684	3,401,830
Beneficios sociales	<u>343,754</u>	<u>184,835</u>
Total	<u>3,775,438</u>	<u>3,586,665</u>

13.1 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>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	3,401,830	4,683,098
Provisión del año	3,431,684	3,401,830
Pagos efectuados	<u>(3,401,830)</u>	<u>(4,683,098)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,431,684</u>	<u>3,401,830</u>

14. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Provisión por indemnización por años de servicio	682,158	367,042
Bonificación por desahucio	<u>160,994</u>	<u>26,358</u>
Saldos al fin del año	<u>843,152</u>	<u>393,400</u>

15.1 Provisión por indemnización por años de servicio - Representa la provisión para el pago de las indemnizaciones laborales a los empleados cuando los Consorcios (en los que la Compañía participe con el 10%) finalicen las operaciones considerando los plazos de vigencia de los contratos de servicios firmados con la Secretaría de Hidrocarburos. La administración calculó la referida provisión en base a un estudio actuarial y las disposiciones establecidas en el Código de Trabajo.

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

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	367,042	378,708
Costo de los servicios del período corriente	63,137	58,933
Costo por intereses	25,693	26,510
Pérdidas actuariales	226,286	196,156
Ganancias sobre reducciones	_____	<u>(293,265)</u>
Saldos al fin del año	<u>682,158</u>	<u>367,042</u>

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 cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados el 31 de diciembre del 2012 y 2011 por un actuario independiente. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del empleado y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio a cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.

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

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

15. PROVISIONES

Un resumen de provisiones es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Provisión para taponamiento de pozos	1,143,304	1,294,566
Provisión por impuestos adicionales		<u>298,430</u>
Total	<u>1,143,304</u>	<u>1,592,996</u>
<i>Clasificación:</i>		
Corriente		298,430
No Corriente	<u>1,143,304</u>	<u>1,294,566</u>
Total	<u>1,143,304</u>	<u>1,592,996</u>

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

15.2 Provisión por impuestos adicionales - 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 - SRI a través de actas de fiscalización correspondientes a los años 2005, 2006 y 2007. Durante el año 2012, los Consorcios cancelaron al SRI los referidos impuestos.

Los movimientos de provisiones fueron como sigue:

	Provisión por taponamiento de pozos ... (en U.S. dólares) ...	Provisión por impuestos adicionales	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2010	698,915		698,915
Incremento en la estimación	525,759		525,759
Provisiones adicionales reconocidas	<u>69,892</u>	<u>298,430</u>	<u>368,322</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2011	1,294,566	298,430	1,592,996
Provisiones adicionales reconocidas	55,942		55,942
Reversiones	(55,528)		(55,528)
Reducciones generadas por pagos	<u>(151,676)</u>	<u>(298,430)</u>	<u>(450,106)</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2012	<u>1,143,304</u>	-	<u>1,143,304</u>

16. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

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

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 a las compañías socias 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.

16.2 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.

- 16.3 Riesgo de Liquidez** - Las compañías socias de los Consorcios son las que tienen la responsabilidad final por la gestión de liquidez, las cuales han establecido un marco de trabajo apropiado para la gestión de liquidez de manera que puedan 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.
- 16.4 Riesgo de Capital** - Las compañías socias que integran los Consorcios gestionan su capital para asegurar que los Consorcios estén 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 aportes.

Las compañías socias que integran los Consorcios revisan 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.

- 16.5 Categorías de los instrumentos financieros** - Un detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 10%) es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
<i>Activos financieros - costo amortizado:</i>		
Bancos (Nota 4)	613,614	764,384
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Nota 5)	<u>9,408,803</u>	<u>10,055,202</u>
Total	<u>10,022,417</u>	<u>10,819,586</u>
<i>Pasivos financieros - costo amortizado:</i>		
Préstamos (Nota 9)	6,719,959	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Nota 10)	<u>7,428,816</u>	<u>8,828,663</u>
Total	<u>14,148,775</u>	<u>8,828,663</u>

17. PATRIMONIO

- 17.1 Capital Social** - El capital social autorizado consiste de 669,999 acciones de US\$1 valor nominal unitario.
- 17.2 Reserva Legal** - La Ley de Compañías requiere que por lo menos el 10% de la utilidad anual sea apropiado como reserva legal hasta que ésta como mínimo alcance el 50% del capital social. Esta reserva no es disponible para el pago de dividendos en efectivo pero puede ser capitalizada en su totalidad.

17.3 *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 2012), 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.

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

	... Diciembre 31, ...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidades retenidas - distribuibles	14,957,924	17,497,675
Resultados acumulados provenientes de la adopción por primera vez de las NIIF	(1,204,824)	(1,204,824)
Total	<u>13,753,100</u>	<u>16,292,851</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.

17.5 *Dividendos* - Durante el año 2012, la Compañía canceló US\$14 millones correspondientes a los dividendos distribuidos de la utilidad del año 2011 a Petróleos Sud Americanos S.A. de Suiza. En el año del 2011, se canceló dividendos por US\$15 millones correspondiente a la distribución de dividendos de la utilidad del año 2010.

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

18. INGRESOS

Un resumen de los ingresos es como sigue:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Ingreso por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	41,573,666	32,548,426
Ingreso por venta de crudo	<u> </u>	<u>3,498,062</u>
Total	<u>41,573,666</u>	<u>36,046,488</u>

19. COSTOS Y GASTOS POR SU NATURALEZA

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

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Costos	21,234,621	12,394,265
Gastos de administración	2,229,242	2,806,130
Gastos de ventas		185,025
Otros gastos, neto	<u>815,846</u>	<u>1,627,119</u>
Total	<u>24,279,709</u>	<u>17,012,539</u>

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

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Producción de crudo	9,591,784	4,167,771
Participación a trabajadores - 12% corresponde al estado Ecuatoriano	2,745,352	2,721,464
Amortización de inversiones de exploración y explotación de Hidrocarburos	5,013,838	2,559,410
Gastos por beneficios a los empleados	3,073,497	2,279,554
Gastos de mantenimiento	1,282,310	965,411
Diferencial de precio	891,462	1,426,228
Honorarios y servicios	630,863	1,680,588
Gastos depreciación de propiedades y equipos	115,874	70,385
Impuestos	61,051	322,383
Arriendos	40,327	38,757
Gastos de gestión	24,206	73,505
Gastos por transporte de crudo		185,025
Otros gastos, neto	<u>809,145</u>	<u>522,058</u>
Total	<u>24,279,709</u>	<u>17,012,539</u>

Producción de Crudo - Durante el 2012, la producción de petróleo de los pozos en los bloques Palanda - Yuca Sur y Pindo se incrementó en un 8% (incluyendo la producción del campo exploratorio SAMI) y 12% respectivamente, en relación al año anterior (Nota 8.1.1), debido a los trabajos de mantenimiento en los pozos (Primavera 1, Palanda 1 y Yuca Sur 14) del bloque Palanda - Yuca Sur y (Pindo 17, Pindo 1, Pindo 2 y Pindo 16) del bloque Pindo.

Amortización de Inversiones de Exploración, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos - Durante el año 2012, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) efectuaron inversiones por US\$10 millones (US\$8.6 millones en el año 2011).

Diferencial de Precio - Corresponde al reconocimiento del ingreso o pérdida por la venta del petróleo crudo a terceros recibido por los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) como cobro de la cuenta por cobrar por los servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos.

20. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

La controladora es Petróleos Serenity S.A., compañía domiciliada en Uruguay.

20.1 *Transacciones comerciales* - Durante los años 2012 y 2011, la Compañía realizó las siguientes transacciones comerciales con partes relacionadas:

	Dividendos pagados	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Petróleos Sudamericanos S.A.	7,972,752	15,600,000
Petróleos Serenity S.A.	<u>6,890,000</u>	<u> </u>
Total	<u>14,862,752</u>	<u>15,600,000</u>

20.2 *Préstamos de partes relacionadas*

	... Diciembre 31,...	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. (1)	<u>100,000</u>	<u>2,600,000</u>

(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.

20.3 *Compensación del personal clave de la gerencia y del Directorio* - La compensación de los ejecutivos y del Directorio de los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) durante el año fue la siguiente:

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en U.S. dólares)	
Beneficios a corto plazo	<u>317,580</u>	<u>1,131,371</u>

21. PASIVOS CONTINGENTES Y ACTIVOS CONTINGENTES

21.1 *Pasivos Contingentes* - Al 31 de diciembre del 2012, los Consorcios (en los que la Compañía participa con el 50%) registran los pasivos contingentes, en la medida que en opinión de la Administración y sus asesores legales externos, la perspectiva de la contingencia sea probable y cuantificable.

Informe de Examen Especial de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) - El Consorcio Petrosud - Petroriva fue fiscalizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH (ex Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH), 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 han objetado los siguientes puntos para los Bloques Palanda y Pindo:

Año 2009

- US\$188,692 (US\$94,346 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\$30,868 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\$170,685 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.

El Consorcio Petrosud - Petroriva y el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur fueron fiscalizados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH, por el período comprendido entre el 1 de enero del 2010 y el 28 del 2011. Un resumen de los asuntos objetados es como sigue:

Año 2010

- US\$983,047 (US\$491,523 corresponden a la Compañía) relacionados con diferencia de precio.
- US\$186,624 (US\$93,312 corresponden a la Compañía) relacionados con provisiones en exceso.

Enero 1 a Febrero 28 del 2011

- US\$82,381 (US\$41,190 corresponden a la Compañía) relacionados con provisiones que no han sido utilizadas.

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

21.2 Activos Contingentes - Al 31 de diciembre del 2012, las compañías socias que integran los Consorcios mantienen los siguientes activos contingentes, los cuales serán registrados en la medida que la resolución favorable de la contingencia sea virtualmente cierta.

- **Curva Base** - Durante la ejecución del contrato firmado entre las compañías que conforman el Consorcio Petrosud - Petroriva y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador, el Consorcio realizó inversiones e incurrió en costos adicionales para incrementar la producción de la curva base establecida en el contrato de los campos marginales Pindo y

Palanda - Yuca Sur, considerando, que a la fecha de operación de los campos marginales la curva base era inferior a la establecida en el referido contrato. Debido a esta situación, las compañías que conforman el Consorcio presentaron 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 de las compañías socias que integran el Consorcio y con providencia del 27 de septiembre del 2004, se dispuso que EP Petroecuador pague a las compañías socias que integran el Consorcio un valor de US\$769,256 (US\$384,763 corresponden a la Compañía). Dicha providencia fue apelada por EP Petroecuador, por lo que, en opinión de los asesores legales de las compañías socias que integran el Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta. Actualmente, las compañías que integran el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur discuten con EP Petroecuador un procedimiento de pago cuya ejecución, en opinión de los asesores legales de las compañías socias que integran el Consorcio, es incierta.

Precio de Combustible - Las compañías que integran 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 a las compañías socias que integran el 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 y su filial Petrocomercial para facturar el combustible fue el precio referencial internacional, el cual difiere con el precio vigente en el Ecuador. Debido a esa circunstancia, las compañías que integran el Consorcio presentaron un reclamo ante el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito, el cual mediante un laudo arbitral determinó una sentencia favorable a las compañías que integran el Consorcio; con este antecedente, el 30 de julio del 2004, el Consorcio a través de sus representantes legales, presentaron ante el Juez Vigésimo Primero de lo Civil de Pichincha una demanda de ejecución del laudo arbitral en contra de EP Petroecuador y con providencia del 23 de septiembre del 2004, se dispuso que EP Petroecuador pague a las compañías que integran el Consorcio un valor de US\$962,000 (US\$481,000 corresponden a la Compañía). Dicha providencia fue apelada por EP Petroecuador, por lo que, en opinión de los asesores legales de las compañías que integran el Consorcio, la recuperación de estos valores es incierta. Actualmente, las compañías que integran el Consorcio Petrolero Palanda Yuca-Sur discuten con EP Petroecuador un procedimiento de pago cuya ejecución, en opinión de los asesores legales de las compañías socias que integran el Consorcio, es incierta.

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

Entre el 31 de diciembre del 2012 y la fecha de emisión de los estados financieros (marzo 20 del 2013) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros.

23. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2012 han sido aprobados por la Gerencia y serán presentados a la Junta Directiva y Accionistas para su aprobación. En opinión de la Gerencia, los estados financieros serán aprobados por la Junta Directiva y Accionistas sin modificaciones. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2011, fueron aprobados por la Junta Directiva y Accionistas sin modificaciones.



Quito
Telf: (593 2) 381 5100
Fax: (593 2) 243 5807
Av. Amazonas N3517
Edificio Xerox, piso 9.
Quito-Ecuador

Guayaquil
Telf: (593 4) 370 0100
Fax: (593 4) 245 4999
Tulcán 803
Edificio El Contemporáneo,
piso 12.
Guayaquil-Ecuador

www.deloitte.com/ec

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.

"Deloitte" es la marca bajo la cual decenas de miles de profesionales comprometidos alrededor del mundo, se unen para brindar servicios de auditoría, consultoría, asesoría financiera, administración de riesgos y servicios fiscales para clientes seleccionados. Estas firmas son miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited (DTTL), sociedad privada de responsabilidad limitada en el Reino Unido. Cada firma miembro brinda servicios en un área geográfica específica y está sujeta a las leyes y regulaciones profesionales del país o países en los que opere. DTTL no brinda servicios a clientes por sí misma. DTTL y cada firma miembro de DTTL, son entidades legales únicas e independientes, sin intervención alguna sobre las demás. DTTL y cada una de sus firmas miembro son las únicas responsables de sus propios actos u omisiones, y no por los de las demás. Cada firma miembro de DTTL está estructurada de forma diferente, de acuerdo con las leyes y regulaciones nacionales y pueden prestar servicios profesionales en sus territorios a través de subsidiarias y/o entidades afiliadas.

Member of Deloitte Touche Tohmatsu