

**ECUADORITC S.A.**

**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**  
(Expresado en U.S. dólares)

	Notas	Diciembre 31, 2011	2010	Enero 1, 2010	Notas	Diciembre 31, 2011	2010	Enero 1, 2010
<b>ACTIVOS CORRIENTES:</b>								
Electivo y equivalentes de efectivo	6	US\$ 3,749,082	6,122,784	19,088,186				
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	7	10,182,220	5,959,184	77,353,487				
Inventario	8	-	-	3,508,459				
Gastos pagados por anticipado			32,126	53,090				
<b>Total activo corriente</b>		<b>13,930,302</b>	<b>12,114,094</b>	<b>100,004,222</b>				
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES:</b>								
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	7	57,058,543	57,439,962	74,908,141				
Propiedad, planta y equipo	9	6,995	-	55,111,120				
Inventario		238,030	166,002	-				
Otros activos	10	2,444,397	1,957,664	-				
<b>Total activo no corriente</b>		<b>59,748,956</b>	<b>59,563,628</b>	<b>130,019,261</b>				
<b>Total activo</b>		<b>US\$ 73,679,257</b>	<b>71,677,722</b>	<b>230,023,483</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES:</b>								
Sobregiros bancarios	6	US\$ -	1,394,972	-				
Préstamos y obligaciones financieras	11	40,599,215	1,367,004	2,211,496				
Cuentas por pagar comerciales	12	17,404,614	12,817,590	14,295,755				
Otras cuentas y gastos acumulados por pagar	13	796,186	810,233	14,240,794				
Beneficios de empleados	15	238,585	1,514,819	548,092				
Provisiones	16	20,374,537	38,692,308	-				
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>79,411,137</b>	<b>55,596,925</b>	<b>31,697,137</b>				
<b>PASIVOS NO CORRIENTES:</b>								
Provisiones y total pasivos no corrientes	16	68,268,783	49,955,047	995,837				
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>147,679,920</b>	<b>106,551,972</b>	<b>32,692,974</b>				
<b>PATRIMONIO NETO:</b>								
Capital social		20,000	20,000	20,000				
Otras reservas		56,794,716	56,794,716	56,794,716				
Reserva legal		10,000	10,000	10,000				
Resultados acumulados		(130,820,379)	(91,698,965)	140,505,733				
		(73,995,663)	(34,874,250)	197,350,509				
<b>Total pasivos y patrimonio neto</b>		<b>US\$ 73,679,257</b>	<b>71,677,722</b>	<b>230,023,483</b>				

Ver notas a los estados financieros adjuntos.

Javier Gremes  
Presidente

Rina Velásquez  
Gerente Financiero

**ECUADORTLC S.A.**

**ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES  
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(Expresado en U.S. dólares)

	<u>Notas</u>	<u>Diciembre 31,</u>	
		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Ingresos ordinarios	19	US\$ -	61.883.051
Costo de ventas	20	-	<u>39.711.258</u>
(Pérdida) ganancia bruta		-	22.171.793
Gastos de administración	20	9.242.926	5.922.935
Otros gastos varios de operación	20	<u>22.130.126</u>	<u>203.546.390</u>
Resultados de actividades de operación		(31.373.052)	(187.297.532)
Ingresos financieros	23	(4.803.045)	(2.617.261)
Costos financieros	23	<u>10.607.714</u>	<u>91.112</u>
Pérdida neta y resultado integral del año	US\$	<u>(37.177.721)</u>	<u>(184.771.383)</u>

Ver notas a los estados financieros adjuntos.

\_\_\_\_\_  
Javier Gremes  
Presidencial

  
\_\_\_\_\_  
Rina Velastegui  
Gerente Financiero

**ECUADORTLC S.A.**

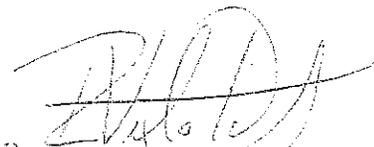
**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO  
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

(Expresado en U.S. dólares)

		<u>Capital social</u>	<u>Otras reservas</u>	<u>Reserva legal</u>	<u>Resultados acumulados</u>	<u>Patrimonio neto</u>
Saldo al 1 de enero del 2010	US\$	20.000	56.794.716	10.000	140.505.793	197.330.509
Pérdida neta		-	-	-	(184.771.383)	(184.771.383)
Ajuste (nota 18)		-	-	-	(47.433.376)	(47.433.376)
Saldo al 31 de diciembre del 2010		20.000	56.794.716	10.000	(91.698.966)	(34.874.250)
Pérdida neta		-	-	-	(37.177.721)	(37.177.721)
Ajuste (nota 18)		-	-	-	(1.943.692)	(1.943.692)
Saldo al 31 de diciembre del 2011	US\$	<u>20.000</u>	<u>56.794.716</u>	<u>10.000</u>	<u>(130.820.379)</u>	<u>(73.995.663)</u>

Ver notas a los estados financieros adjuntos.

  
\_\_\_\_\_  
Javier Gremes  
Presidente

  
\_\_\_\_\_  
Rina Velástegui  
Gerente Financiero

**ECUADORTLC S.A.**

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

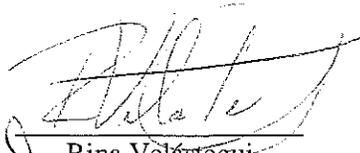
(Expresado en U.S. dólares)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Efectivo recibido de clientes y otros	US\$ 44.544.752	92.676.892
Efectivo pagado a proveedores y empleados	<u>(76.165.763)</u>	<u>(100.921.203)</u>
Efectivo utilizado en las actividades de operación	(31.621.011)	(8.244.311)
Intereses pagados	(8.434.832)	-
Efectivo neto utilizado en las actividades de operación	<u>(40.055.843)</u>	<u>(8.244.311)</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Adiciones en propiedad, planta y equipo y total efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	<u>-</u>	<u>(5.202.556)</u>
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:		
Proveniente de préstamos	68.574.898	19.752.000
Pago realizados a préstamos	<u>(29.498.785)</u>	<u>(20.666.507)</u>
Efectivo neto proveniente de las actividades de financiamiento	39.076.113	(914.507)
Disminución neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(979.730)	(14.361.374)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	<u>4.727.812</u>	<u>19.089.186</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año (nota 6)	US\$ <u>3.748.082</u>	<u>4.727.812</u>

Ver notas a los estados financieros adjuntos.



Javier Gremes  
Presidente



Rina Velástegui  
Gerente Financiero

## **ECUADORTLC S.A.**

### **NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011**

---

#### **(1) Información General**

Ecuadortlc S.A. (en adelante la Compañía) fue constituida el 16 de enero del 2001 y su domicilio principal es la ciudad de Quito - Ecuador. La Compañía es una subsidiaria de Petrobras Argentina S.A. (anteriormente denominada Petrobras Energía S.A.) domiciliada en la República de Argentina y cuyo accionista final es Petroleo Brasileiro S.A. incorporada en Brasil. El objeto social de la Compañía es principalmente la exploración y explotación de hidrocarburos, actividad que ejercía a través del Consorcio Petrolero Bloque 18, en el que la Compañía es operadora y participa como socia. Actualmente, la Compañía únicamente mantiene las operaciones relacionadas con el alquiler de la capacidad garantizada del Oleoducto de Crudos Pesados OCP Ecuador S.A.

La dirección registrada de la Compañía es la Avenida Amazonas N39-123 y José Arízaga, Quito, Ecuador.

#### **Operaciones en el Bloque 18**

Mediante Resolución del Servicio de Rentas Internas No. NAC-DGER2005-0437, publicada en el Registro Oficial No. 110 del 23 de septiembre del 2005, se normaron los procedimientos para el cumplimiento de las normas tributarias que a partir del ejercicio fiscal 2006 debían aplicar los Consorcios que mantienen contratos para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Esta resolución (derogada el 28 de diciembre del 2009 debido a que lo esencial ha sido incorporado en la normativa tributaria) estableció que los consorcios o asociaciones son sujetos pasivos de obligaciones tributarias distintos a sus socios o asociados. En cumplimiento de estas disposiciones y mediante Acuerdo Ministerial No. 021, del 30 de marzo de 2006, el Ministerio de Energía y Minas (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables), autorizó la conformación del Consorcio Bloque 18, en el cual la Compañía es socia con el 30%.

El Ministerio de Energía y Minas del Ecuador (actualmente, Ministerio de Recursos Naturales no Renovables), mediante Acuerdo Ministerial No. 142, de fecha 9 de abril del 2001, aprobó que Ecuadortlc S.A. sea la operadora en el Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 18; y el 14 de noviembre de 2002 se firmó el Convenio de Operación Conjunta, en el que se nombró a la Compañía oficialmente como operador del Bloque 18.

#### **Contrato de Participación - Bloque 18**

El 19 de diciembre de 1995, el Consorcio (originalmente Amoco Ecuador B.V., el cual mediante varias operaciones cedió sus derechos a las compañías que actualmente integran el Consorcio) en el que la Compañía es operadora, firmó un Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 18 de la Región Amazónica del Ecuador en un área de 200,000 hectáreas.

(Continúa)

El Ministerio de Energía y Minas (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables), mediante acuerdo Ministerial 379 del 5 de agosto de 2002, aprobó los términos del Convenio de Explotación Unificada del Campo Unificado Palo Azul. El 18 de diciembre de 2002, se aprobó el Plan de desarrollo del yacimiento común Hollín del Campo Palo Azul, dando inicio al período de explotación, el cual tenía una duración de 20 años.

Hasta el 27 de octubre del 2008 Ecuadortlc S.A. mantenía un 70% de participación en el Consorcio; porcentaje que se fijó posterior a la cesión de derechos y obligaciones que hicieran Cayman International Exploration Company S.A. (Sucursal Ecuador) y Petromanabí S.A. a favor de la Compañía, la cual fue autorizada por el Ministerio de Energía del Ecuador (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables) con fecha 9 de abril de 2001.

El 27 de octubre de 2008, mediante Escritura Pública se celebró el “Contrato de Cesión de Derechos y Obligaciones”, mediante el cual Ecuadortlc S.A. cedió y transfirió a Teikoku Oil Ecuador (Sucursal Ecuador), el cuarenta por ciento (40%), de los derechos y obligaciones que tiene en el Contrato para la Exploración de Hidrocarburos y Explotación de Petróleo Crudo del Bloque 18 y el Convenio de Operación de Explotación Unificada del Yacimiento Común Hollín del Campo Palo Azul. Posterior a esta transferencia, las participaciones en el Consorcio quedaron de la siguiente manera:

	<u>Participación</u>
Teikoku Oil Ecuador - Sucursal Ecuador	40%
EcuadorTLC S.A.	30%
Cayman International Exploration Company S.A. - Sucursal Ecuador	18%
Petromanabí S.A.	12%

Con fecha 31 de octubre del 2008, se suscribieron los Contratos Modificatorios al Contrato de Participación para la Exploración de Hidrocarburos y Explotación de Petróleo Crudo en el Bloque No. 18 del mapa catastral Petrolero Ecuatoriano y el Convenio Modificatorio al Convenio Operacional de Explotación Unificada del Yacimiento Común Hollín en el Campo Palo Azul. Estos convenios fueron suscritos entre Ecuadortlc S.A., Cayman International Exploration Company S.A., Petromanabí S.A., Teikoku Oil Ecuador - Sucursal Ecuador y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador

#### **Terminación del Contrato**

Con fecha 26 de julio del 2010, se aprobó por ministerio de ley la reforma a la Ley de Hidrocarburos vigente, que estableció, entre otras cosas, la obligatoriedad de migrar a una nueva modalidad contractual antes del 24 de noviembre del 2010.

Como resultado del proceso de negociación antes mencionado, la Compañía decidió no aceptar la propuesta final recibida del Estado Ecuatoriano para migrar a Contratos de Servicios en el Bloque 18 y en el Campo Unificado Palo Azul. En consecuencia, mediante Resolución No. 285 de fecha 25 de noviembre de 2010, la Secretaría de Hidrocarburos notificó a Ecuadortlc S. A. la terminación del Contrato y Convenio antes indicados y encargó a Petroamazonas EP el inicio y desarrollo del proceso de transición operacional; entidad que asumió a partir del 26 de noviembre de 2010 la operación del bloque 18.

(Continúa)

De acuerdo con lo estipulado en la cláusula novena del Contrato y Convenio modificatorios, el Estado Ecuatoriano deberá indemnizar a la contratista por un valor equivalente a las inversiones no amortizadas al cierre de cada ejercicio económico actualizadas a una tasa de interés anual apropiada para este tipo de proyectos en Ecuador, estableciéndose un plazo para que la Compañía y el Estado Ecuatoriano negocien la determinación de la liquidación del contrato.

El 18 de marzo de 2011, la Secretaría de Hidrocarburos, mediante el Oficio No. 626, informó a la Compañía que se encontraba analizando y estructurando un marco normativo para determinar la liquidación de los contratos. Con fecha 11 de abril de 2011 la Compañía, operadora del Consorcio, respondió este oficio rechazando sus términos por no adecuarse al procedimiento para la determinación del valor de liquidación establecido por las propias partes en los Contratos Modificatorios, el cual no puede ser modificado unilateralmente. En este sentido, la compañía comunicó a la Secretaría de Hidrocarburos que continuará dando curso al procedimiento contractual.

Con fecha 8 de diciembre de 2011, la Compañía notificó al Estado Ecuatoriano la existencia de una controversia bajo los términos del Tratado para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones suscrito entre la República Argentina y la República del Ecuador. Ello implica la apertura de un período de negociaciones previo al inicio de un posible arbitraje

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Compañía se encuentra realizando las gestiones necesarias con el objetivo de obtener del Estado Ecuatoriano el pago de la compensación prevista en dichos contratos.

## (2) Bases de Preparación de los Estados Financieros

### (a) Declaración de Cumplimiento

Los estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

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

Los estados financieros de Ecuadortlc S.A. al 31 de diciembre del 2010 y el estado de situación financiera de apertura al 1 de enero del 2010, los cuales fueron aprobados para su emisión por la Administración de la Compañía, con fechas 7 de julio del 2011 y 16 de abril del 2010, respectivamente, fueron preparados de acuerdo con las normas de contabilidad contenidas en el Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, establecidas por el Decreto Ejecutivo No. 1418 y con las normas ecuatorianas de contabilidad en aquellos aspectos que no se oponen a, o no existen, disposiciones específicas en el Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

(Continúa)

Todo este marco contable es considerado como los PCGA anteriores, tal como se define en la NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, para la preparación de los estados de situación financiera de acuerdo a NIIF al 1 de enero y al 31 de diciembre del 2010. Los PCGA anteriores difieren en ciertos aspectos de las NIIF. En la nota 26 a los estados financieros, se provee una explicación de los efectos que la adopción de NIIF tuvo sobre el estado de situación financiera de apertura al 1 de enero del 2010 y sobre la situación financiera, el desempeño financiero y los flujos de efectivo previamente reportados por la Compañía al y por el año que terminó el 31 de diciembre del 2010.

Los estados financieros han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que la Compañía podrá cumplir con los plazos de pago obligatorios de los préstamos y obligaciones financieras según se revela en la nota 17.

La Compañía ha reconocido una pérdida neta de US\$37.177.721 por el año terminado el 31 de diciembre del 2011 y, a esa fecha, los pasivos corrientes sobrepasan a los activos corrientes en US\$65.480.835 y el pasivo total excede al total de activos en US\$73.995.663; situación que de acuerdo a la Ley de Compañías del Ecuador coloca a la Compañía en causal de disolución legal. La capacidad de la Compañía para continuar en existencia legal depende del aporte financiero de su casa matriz quien ha confirmado su intención de continuar soportando a la Compañía con sus pasivos en el corto plazo y mantener la empresa en existencia en un futuro previsible.

Estos estados financieros fueron autorizados para su emisión por la gerencia de la Compañía el 27 de junio del 2012 y según las exigencias estatutarias serán sometidos a la aprobación de la junta de accionistas de la misma. En opinión de la gerencia de la Compañía, los estados financieros serán aprobados por los accionistas sin modificaciones.

(b) Bases de Medición

Los estados financieros han sido preparados sobre la base del principio del costo histórico.

(c) Moneda Funcional y de Presentación

La Compañía, de acuerdo con lo establecido en la Norma Internacional de Contabilidad No. 21 (NIC 21) "Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera" ha determinado que el dólar de los Estados Unidos de América representa su moneda de medición y funcional. Para determinar la moneda funcional, se consideró que el principal ambiente económico en el cual opera la Compañía es el mercado ecuatoriano cuya moneda de curso legal y de unidad de cuenta es el dólar estadounidense. Consecuentemente, las transacciones en otras divisas distintas del Dólar de los Estados Unidos de América se consideran "moneda extranjera".

Uso de Estimados y Juicios

La preparación de estados financieros de acuerdo con lo previsto en las NIIF requiere que la administración de la Compañía efectúe ciertas estimaciones, juicios y supuestos que afectan la aplicación de políticas de contabilidad y los montos reportados de activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pudieran diferir de tales estimaciones.

(Continúa)

Las estimaciones y supuestos relevantes se revisan sobre una base continua. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que las estimaciones son revisadas y en cualquier período futuro afectado. En particular, la información sobre juicios críticos en la aplicación de políticas de contabilidad, y sobre supuestos e incertidumbres en estimaciones que pudieran tener un efecto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros se describe en la siguiente nota:

- Nota 16 – Provisiones

### (3) Políticas Contables Significativas

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

#### (a) Reconocimiento de la Participación en Operaciones Conjuntas

Los estados financieros incluyen los saldos línea por línea de activos, pasivos, patrimonio y resultados del negocio conjunto que están registrados de acuerdo a la participación proporcional que mantiene la Compañía en el Consorcio Petrolero Bloque 18, según los convenios celebrados en la creación del mismo (método de consolidación proporcional) y las transacciones propias de la Compañía. Para la determinación de la participación en el Consorcio, se han considerado los últimos estados financieros disponibles al cierre del período, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible.

#### (b) Clasificación de Saldos de Corrientes y no Corrientes

Los saldos de activos y pasivos presentados en el estado de situación financiera se clasifican en función de su vencimiento, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a 12 meses, los que están dentro del ciclo de la operación de la Compañía, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

#### (c) Instrumentos Financieros

##### i. Activos Financieros no Derivados

La Compañía reconoce inicialmente los préstamos y partidas por cobrar en la fecha en que se originan. Los otros activos financieros se reconocen inicialmente en la fecha de negociación en la que la Compañía comienza a ser parte de las provisiones contractuales del documento.

La Compañía da de baja un activo financiero cuando los derechos contractuales a los flujos de efectivo derivados del activo expiran, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales del activo financiero en una transacción en la que se transfieren substancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad del activo financiero. Cualquier participación en los activos financieros transferidos que sea creada o retenida por la Compañía se reconoce como un activo o pasivo separado.

(Continúa)

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto presentado en el estado de situación financiera cuando, y sólo cuando, la Compañía cuenta con un derecho legal para compensar los montos y tiene el propósito de liquidarlos sobre una base neta o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

La Compañía tiene los siguientes activos financieros no derivados: préstamos y partidas por cobrar.

ii. Préstamos y Partidas por Cobrar

Los préstamos y las partidas por cobrar son activos financieros con pagos fijos o determinables que no se cotizan en un mercado activo. Estos activos inicialmente se reconocen al valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posterior al reconocimiento inicial, los préstamos y las partidas por cobrar se valorizan al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos las pérdidas por deterioro.

Los préstamos y las partidas por cobrar se componen de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

iii. Efectivo y Equivalentes de Efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo se compone de los saldos del efectivo disponible en caja y bancos e inversiones de corto plazo adquiridas en valores altamente líquidos, sujetas a un riesgo poco significativo de cambio en su valor y con vencimientos originales de tres meses o menos, y son usados por la Compañía en la gestión de sus compromisos a corto plazo. Los sobregiros bancarios que son pagaderos a la vista y parte integral de la administración del efectivo, están incluidos como un componente del efectivo y equivalentes de efectivo para propósitos del estado de flujo de efectivo.

iv. Pasivos Financieros no Derivados

Inicialmente, la Compañía reconoce los instrumentos de deuda emitidos en la fecha en que se originan. Todos los otros pasivos financieros son reconocidos inicialmente en la fecha de la transacción en la que la Compañía se hace parte de las disposiciones contractuales del documento. La Compañía da de baja un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales se cancelan o expiran.

La Compañía clasifica los pasivos financieros no derivados en la categoría de otros pasivos financieros. Estos pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posterior al reconocimiento inicial, éstos pasivos financieros se valorizan al costo amortizado usando el método de interés efectivo.

La Compañía tiene los siguientes otros pasivos financieros: préstamos y obligaciones financieras, cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

v. Capital Social

Las acciones ordinarias son clasificadas como patrimonio. Los costos incrementales atribuibles directamente a la emisión de acciones ordinarias, de haberlos, son reconocidos como una deducción del patrimonio, netos de cualquier efecto tributario.

(Continúa)

(d) Inventarios

Los inventarios se valorizan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. Los inventarios corresponden a las existencias de petróleo, que se valoran por el valor promedio de los costos de producción, ajustado, en su caso, a su valor neto de realización.

Materiales y suministros se valúan al costo promedio de compra, que no exceda el valor de reposición. Estos inventarios mantuvieron la referida política hasta la fecha de terminación del contrato (véase nota 1).

(e) Propiedad, planta y equipo

i. Reconocimiento y Medición

Las propiedades, planta y equipo son valorizadas al costo menos depreciación y agotamiento acumulado y pérdidas por deterioro.

ii. Inversiones de Exploración, Desarrollo y Producción de Petróleo

Las inversiones de exploración, desarrollo y producción de petróleo se registraron de acuerdo con el método de esfuerzo exitoso ("successful efforts"). Este método requiere que la capitalización de los costos incurridos se realice en relación con el desarrollo de las zonas de reservas probadas y exitosas y pozos exploratorios. Además, los costos relacionados con las actividades geológicas y geofísicas se registraron como gasto cuando se incurrieron y los pozos exploratorios perforados en áreas de reservas no probadas se registraron como gasto cuando se determinó que resultaron secos o no-económicos. De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costos incurridos fue el siguiente:

- Los costos originados en la adquisición de intereses en zonas con reservas probadas se capitalizaron cuando se incurrió en ellos.
- Los costos de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizaron. Los pozos se califican como "comercialmente explotables" únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento.
- Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento, transporte y almacenamiento de crudo se capitalizaron.
- Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos se capitalizaron por su valor actual cuando se registró inicialmente el activo en los estados financieros.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores, se amortizaron hasta la fecha de terminación del contrato (véase nota 1) de acuerdo con los siguientes métodos:

(Continúa)

- Los costos originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo, transporte, almacenamiento y extracción de las reservas probadas se amortizaron a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización. Los cambios en las estimaciones de reservas se actualizaban anualmente para el cálculo de la amortización.
- Otras instalaciones y equipos son depreciados en forma lineal a lo largo de sus vidas útiles estimadas.

(f) Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Todos los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los pagos realizados bajo un arrendamiento operacional de activo se reconocen en el estado de resultados integrales bajo el método de línea recta durante el período de arrendamiento.

(g) Beneficios a Empleados

i. Beneficios por Terminación

Las indemnizaciones por terminación o cese laboral son reconocidas como gasto cuando es tomada la decisión de dar por terminada la relación contractual con los empleados.

ii. Beneficios a Corto Plazo

Las obligaciones por beneficios a corto plazo de los trabajadores son medidas sobre una base no descontada y son contabilizadas como gastos a medida que el empleado provee el servicio o el beneficio es devengado por el mismo.

Se reconoce un pasivo si la Compañía posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada de manera fiable. Las principales acumulaciones reconocidas por este concepto corresponden a los beneficios establecidos en la ley laboral tales como la decimotercera remuneración, decimocuarta remuneración, fondos de reserva, y vacaciones.

iii. Planes de Beneficios Definidos

El Código de Trabajo de la República del Ecuador establece la obligación por parte de los empleadores de conceder jubilación patronal a todos aquellos empleados que hayan cumplido un mínimo de 25 años de servicio en una misma entidad; además dicho Código establece que cuando la relación laboral termine por desahucio, el empleador deberá pagar una indemnización calculada en base al número de años de servicio.

(Continúa)

Estos beneficios de post-empleo que califican como planes de beneficios definidos. La obligación neta de la Compañía relacionada con el plan de jubilación patronal e indemnizaciones por desahucio se determinaba calculando el monto del beneficio futuro que los empleados habían ganado a cambio de sus servicios; ese beneficio se descontaba para determinar su valor presente. El cálculo era realizado anualmente por un actuario calificado usando el método de costeo de crédito unitario proyectado.

(h) Deterioro

i. Activos Financieros

Los activos financieros son evaluados por la Compañía en cada fecha de presentación de los estados financieros, para determinar si existe evidencia objetiva de deterioro. Se considera que existe esa evidencia objetiva cuando ha ocurrido un evento de pérdida después del reconocimiento inicial del activo, con efectos negativos en los flujos de efectivo futuros del activo que pueden estimarse de manera fiable.

La evidencia objetiva que un activo financiero está deteriorado puede incluir el incumplimiento de pago por parte de un deudor, la reestructuración de un valor adeudado a la Compañía en términos que la Compañía no consideraría en otras circunstancias, indicadores que el deudor o emisor entrará en bancarrota, cambios adversos en el estado de pago del prestatario de la Compañía, condiciones económicas que se relacionen con incumplimiento.

La Compañía considera la evidencia de deterioro de las partidas por cobrar a nivel específico. La evaluación se realiza sobre la base de una revisión objetiva de todas las cantidades pendientes de cobro al final de cada período y representa la mejor estimación de la gerencia sobre las pérdidas en que podrían incurrirse por este concepto.

Una pérdida por deterioro relacionada con un activo financiero que se valora al costo amortizado se calcula como la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva. Las pérdidas se reconocen en resultados y se reflejan en una cuenta de provisión contra las partidas por cobrar. El interés sobre el activo deteriorado continúa reconociéndose a través de la reversión del descuento.

Cuando un hecho posterior causa que el monto de la pérdida por deterioro disminuya, esta disminución se reconoce en resultados.

Las pérdidas por deterioro pueden ser revertidas únicamente si la reversión está objetivamente relacionada con un evento ocurrido después de que la pérdida por deterioro fue reconocida.

ii. Activos no Financieros

El valor en libros de los activos no financieros de la Compañía, diferentes a inventarios, es revisado en la fecha del estado de situación financiera para determinar si existe algún indicio de deterioro. Si existen tales indicios, entonces se estima el valor recuperable del activo. Se reconoce una pérdida por deterioro si el valor en libros de un activo o su unidad generadora de efectivo excede su importe recuperable.

(Continúa)

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el valor mayor entre su valor en uso y su valor razonable, menos los gastos de venta. Para determinar el valor en uso, se descuentan los flujos de efectivo futuros estimados a su valor presente usando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado sobre el valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos que puede tener el activo. Para propósitos de evaluación del deterioro, los activos que no pueden ser probados individualmente son agrupados juntos en el grupo más pequeño de activos, llamados "unidad generadora de efectivo", que generan flujos de entrada de efectivo provenientes del uso continuo, los que son independientes de los flujos de entrada de efectivo de otros activos o grupos de activos.

Una pérdida por deterioro es reconocida si el monto en libros de un activo o su unidad generadora de efectivo sobrepasa su importe recuperable. Las pérdidas por deterioro son reconocidas en el estado de resultados integrales.

Las pérdidas por deterioro se revierten si existe un cambio en su importe recuperable. Cuando se revierte una pérdida por deterioro, el valor del activo no puede exceder al valor que habría sido determinado, neto de depreciación o amortizaciones, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro.

(i) Provisiones

Una provisión se reconoce 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. Las provisiones se determinan descontando el flujo de efectivo que se espera pagar a futuro a una tasa antes de impuestos que refleja la valoración actual del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos de la obligación. El saneamiento del descuento se reconoce como costo financiero.

i. Provisión para Abandono de Campos y Remediación Ambiental

De acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos, la Compañía deberá efectuar las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por la actividad hidrocarburífera. El valor presente de los costos por estas obligaciones es activado conjuntamente con los activos que le dieron origen (inversiones de exploración y producción) y amortizados de la misma manera. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto considerando una estimación realizada por la administración de la Compañía en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos. El referido pasivo disminuirá en la medida que la Compañía incurra en costos de reestructuración de los campos.

(Continúa)

## ii. Contrato Oneroso

Un contrato oneroso es aquel en el que los costos inevitables de cumplir con las obligaciones comprometidas, son mayores que los beneficios que se esperan recibir del mismo. La provisión es reconocida al valor presente del menor entre los costos esperados para finalizar el contrato o el costo neto esperado de continuar con el contrato.

## iii. Contingencias

Con relación a reclamos, litigios, multas o penalidades en general se reconoce una provisión si es el resultado de un suceso pasado, la Compañía tiene una obligación legal o implícita que puede ser estimada de forma fiable y es probable que sea necesario un flujo de salida de beneficios económicos para resolver la obligación.

Cuando no es probable que un flujo de salida de beneficios económicos sea requerido, o el monto no puede ser estimado de manera fiable, la obligación es revelada como un pasivo contingente. Obligaciones razonablemente posibles, cuya existencia será confirmada por la ocurrencia o no ocurrencia de uno o más eventos futuros son también reveladas como pasivos contingentes a menos que la probabilidad de un flujo de salida de beneficios económicos sea remota.

## (j) Reconocimiento de Ingresos Ordinarios y Gastos

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar, teniendo en cuenta el importe estimado de cualquier descuento, bonificación o rebaja comercial que la Compañía pueda otorgar.

### Venta de Petróleo Crudo

Hasta el 25 de noviembre del 2010, la Compañía reconocía los ingresos por concepto de exportación de crudo en función a la transferencia de dominio de la producción fiscalizada de acuerdo con las disposiciones legales vigentes para los Contratos de Participación.

### Ingresos por Arrendamiento de Capacidad de Transporte

Los ingresos por arrendamiento de la capacidad garantizada de transporte de crudo que la Compañía mantiene con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A. se reconocen en resultados, como un menor valor del gasto por contrato oneroso, con base a la cantidad de barriles transportados a la fecha de los estados financieros.

### 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.

Hasta el 25 de noviembre de 2010 (fecha de terminación del contrato del bloque 18) el Consorcio (en el que la Compañía participa como socia) incurría en la gran mayoría de costos y gastos propios de la operación de explotación de petróleo, los mismos que se reparten a las socias de manera proporcional a su participación (joint interest billing).

(Continúa)

(k) Costos Financieros

Los costos financieros están compuestos por gastos por intereses en préstamos o financiamientos y saneamiento de descuentos en las provisiones. Los costos por préstamos que no son directamente atribuibles a la adquisición de un activo que califica se reconocen en resultados usando el método de interés efectivo.

(l) Impuestos

El gasto por impuesto a la renta está compuesto por el impuesto corriente y el impuesto diferido. El impuesto a la renta corriente y diferido es reconocido en resultados excepto que se relacione a partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, en cuyo caso el monto de impuesto relacionado es reconocido en otros resultados integrales o en el patrimonio, respectivamente.

El impuesto corriente es el impuesto que se espera pagar sobre la utilidad gravable del año utilizando la tasa impositiva aplicable y cualquier ajuste al impuesto por pagar de años anteriores.

El impuesto a la renta diferido es reconocido sobre las diferencias temporales existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos reportados para propósitos financieros y sus correspondientes bases tributarias. No se reconoce impuesto a la renta diferido por las diferencias temporales que surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, y que no afecta la utilidad o pérdida financiera ni gravable.

El impuesto a la renta diferido es medido a la tasa de impuesto que se espera aplique al momento de la reversión de las diferencias temporarias de acuerdo a la ley de impuesto a la renta promulgada o sustancialmente promulgada a la fecha de reporte.

Al determinar el monto de los impuestos corrientes e impuestos diferidos la Compañía considera el impacto de las posiciones fiscales inciertas y si pueden adeudarse impuestos e intereses adicionales. La Compañía cree que la acumulación de sus pasivos tributarios son adecuados para todos los años fiscales abiertos sobre la base de su evaluación de muchos factores, incluyendo las interpretaciones de la ley tributaria y la experiencia anterior. Esta evaluación depende de estimaciones y supuestos y puede involucrar una serie de juicios acerca de eventos futuros. Puede surgir nueva información que haga que la Compañía cambie su juicio acerca de la idoneidad de los pasivos fiscales actuales; tales cambios en los pasivos fiscales impactarán el gasto fiscal en el período en que se determinen.

Los activos y pasivos por impuesto diferido son compensados y consecuentemente se presentan en los estados de situación financiera por su importe neto si existe un derecho legal de compensar los pasivos y activos por impuestos corrientes, y están relacionados con el impuesto a las ganancias aplicados por la misma autoridad tributaria sobre la misma entidad tributaria.

Un activo por impuesto diferido es reconocido por las pérdidas tributarias trasladables a ejercicios futuros y diferencias temporales deducibles, en la medida en que sea probable que existan disponibles ganancias gravables futuras contra las que pueden ser utilizados. Los activos por impuesto diferido son revisados en cada fecha de reporte y son reducidos en la medida que no sea probable que los beneficios por impuestos relacionados serán realizados.

(Continúa)

Sólo se compensan entre sí y, consecuentemente, se presentan en los estados financieros por su importe neto, los saldos deudores y acreedores tributarios, reconocidos como tales por la autoridad tributaria, y siempre que los créditos tributarios respectivos no se hallen prescritos y que, además, se relacionen con el mismo tipo de impuesto a compensar.

(4) Normas Nuevas y Revisadas Emitidas Pero Aún No Efectivas

La Compañía no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y 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 NIC 1	Presentación de ítems en Otro resultado integral	Julio 1, 2012
Enmiendas a la NIC 12	Impuestos diferidos - Recuperación de activos subyacentes	Enero 1, 2012
NIC 28 (Revisada en el 2010)	Inversiones en asociadas y negocios Conjuntos	Enero 1, 2013

Estas enmiendas, que serán adoptadas en los estados financieros de la Compañía en los períodos futuros, podrían tener 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.

(5) Determinación de Valores Razonables

Las políticas contables requieren que se determine los valores razonables de los activos y pasivos financieros y no financieros para propósitos de valoración y revelación, conforme los criterios que se detallan a continuación. Cuando corresponda, se revela mayor información acerca de los supuestos efectuados en la determinación de los valores razonables.

Préstamos y Partidas por Cobrar

El valor razonable de los préstamos y partidas por cobrar, se estima al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a la tasa de interés de mercado a la fecha del estado de situación financiera. Este valor razonable se determina para propósitos de revelación.

Los montos en libros de las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar se aproximan a su valor razonable, dado su vencimiento de corto plazo.

(Continúa)

## Otros Pasivos Financieros

El valor razonable, que se determina para propósitos de revelación, se calcula sobre la base del valor presente del capital futuro y los flujos de interés, descontados a la tasa de interés de mercado a la fecha del estado de situación financiera.

Los montos registrados de préstamos y obligaciones financieras se aproximan a su valor razonable con base a que las tasas de interés de los mismos son similares a las tasas de mercado, para instrumentos financieros de similares características.

Los montos registrados de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se aproximan a su valor razonable debido a que tales instrumentos tienen vencimiento en el corto plazo.

### (6) Efectivo y Equivalentes de Efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo como se muestra en el estado de flujo de efectivo puede ser conciliado con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera de la siguiente manera:

		<u>Diciembre 31,</u>		<u>Enero 1,</u>
		<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
Efectivo y bancos	US\$	1.264.490	71.327	1.522.912
Inversiones temporales		<u>2.483.592</u>	<u>6.051.457</u>	<u>17.566.274</u>
		3.748.082	6.122.784	19.089.186
Sobregiros bancarios usados para propósitos de administración de caja		<u>-</u>	<u>(1.394.972)</u>	<u>-</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo usado en el estado de flujos de efectivo	US\$	<u><u>3.748.082</u></u>	<u><u>4.727.812</u></u>	<u><u>19.089.186</u></u>

Las inversiones temporales incluyen:

- Operaciones de overnight por US\$2.483.592 al 31 de diciembre de 2011 (US\$4.226.102 y US\$3.856.772 al 31 de diciembre y 1 de enero de 2010) contratadas a través del Consorcio Petrolero Bloque 18, el cual, a partir del 12 de octubre del 2011 suscribió un convenio con el Banco Citibank New York (Bank of America antes de esa fecha), en donde convinieron una tasa de interés efectiva anual del 0.05%. (0.015% diaria en 2010).
- Depósitos a la vista por US\$0 al 31 de diciembre de 2011 (US\$1.825.355 y US\$13.709.502 al 31 de diciembre y 1 de enero de 2010). Ecuadortlc S.A. mediante el Consorcio Petrolero Bloque 18 suscribió un convenio con Petrobras Holding Austria desde el 20 de mayo del 2008, para colocar como depósitos a la vista los excedentes de efectivo provenientes de las ventas de crudo; el plazo de dichos depósitos eran de uno a tres días; y devengaban una tasa de interés anual que oscilaban entre el 0.5% y 2.20%.
- En el año que terminó el 31 de diciembre del 2011, los intereses ganados por las inversiones temporales fueron de US\$6.396 (US\$9.909 en el 2010).

(Continúa)

(7) Cuentas por Cobrar Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

		Diciembre 31,		Enero 1,
		<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
Cuentas por cobrar comerciales:				
Empresa Pública de Hidrocarburos	US\$	3.669.800	4.738.863	2.906.667
Compañías relacionadas (nota 22)		-	-	58.943.940
		<u>3.669.800</u>	<u>4.738.863</u>	<u>61.850.607</u>
Otras cuentas por cobrar:				
Teikoku Oil Ecuador (nota 24)		5.736.592	-	84.865.991
Anticipo empleados		1.182.376	1.182.376	1.182.376
Depósitos en garantía		-	623.300	142.706
Murphy Ecuador Oil Company		502.072	502.072	502.072
Otras cuentas por cobrar		260.563	441.851	233.469
		<u>7.681.603</u>	<u>2.749.599</u>	<u>86.926.614</u>
		<u>11.351.403</u>	<u>7.488.462</u>	<u>148.777.221</u>
Menos provision para deterioro		<u>1.751.178</u>	<u>1.231.513</u>	<u>1.226.328</u>
Total préstamos y otras partidas por cobrar		<u>9.600.225</u>	<u>6.256.949</u>	<u>147.550.893</u>
Otras cuentas por cobrar:				
Gobierno Ecuatoriano (nota 25)		53.518.067	53.518.067	-
Instituciones gubernamentales:				
Impuesto a la renta pagado en exceso		3.541.476	3.419.823	3.061.052
Impuesto al Valor Agregado		581.995	204.307	1.649.683
		<u>57.641.538</u>	<u>57.142.197</u>	<u>4.710.735</u>
Total cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	US\$	<u>67.241.763</u>	<u>63.399.146</u>	<u>152.261.628</u>
Corriente		10.182.220	5.959.184	77.353.487
No corriente	US\$	<u>57.059.543</u>	<u>57.439.962</u>	<u>74.908.141</u>

La cuenta por cobrar a la Empresa Pública de Hidrocarburos - Petroecuador EP, corresponde al servicio brindado por la Compañía por el arrendamiento de la capacidad de transporte en el Oleoducto de Crudos Pesados - OCP (véase nota 24).

La cuenta por cobrar al Gobierno Ecuatoriano resulta de la terminación del Contrato de Participación para la Exploración de Petróleo Crudo y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 18 de la Región Amazónica Ecuatoriana, así como del Convenio Operacional de Explotación Unificada del Yacimiento Común Hollín en el campo Palo Azul que se explica en la nota 1 e incluye los saldos relacionados con los activos de esa operación que mantenía la Compañía en cuentas de inversiones de producción y transporte, inventarios de tubería y materiales y propiedad, mobiliario y equipo, los cuales se trasladaron a otras cuentas por cobrar en la fecha de terminación del contrato, el saldo mantenido en la cuenta mencionada no incluye el cálculo de intereses por actualización, pues la Administración considera que no es posible determinar con certeza la tasa de interés a ser aplicada y a lo que tiene derecho, según lo establecido en la cláusula novena, numeral 3 del Convenio Modificatorio (véase nota 1). Un detalle es como sigue:

Inversiones de producción y transporte:		
Inversiones de producción		US\$ 109.195.143
Inversiones de transporte		2.440.307
		<u>111.635.450</u>
Amortización de inversiones de producción		(60.369.976)
Amortización de inversiones de transporte		<u>(1.249.852)</u>
		<u>(61.619.828)</u>
Inversiones de producción y transporte, neto		50.015.622
Propiedad, mobiliario y equipo, neto de depreciación acumulada de US\$119.225		131.987
Inventarios de materiales y repuestos		
Tubería y casing	US\$ 2.019.838	
Otros materiales y repuestos	909.956	
Importaciones en tránsito	<u>440.664</u>	
	3.370.458	
Inventario de materiales y repuestos		3.370.458
	US\$	<u><u>53.518.067</u></u>

Actualmente, la Compañía se encuentra en un proceso de negociación con el estado ecuatoriano para definir el valor de indemnización, consecuentemente, el resultado de este acuerdo será registrado en los estados financieros cuando el referido proceso haya concluido.

El Consorcio Petrolero Bloque 18 firmó en el mes de marzo del 2009 un acuerdo transaccional con los empleados de Skanska Ecuador S. A., Daimiecuador S. A. y Conclina S. A., por concepto de pago del 15% de participación de trabajadores en las utilidades de los años 2006 y 2007. De la cancelación de esta obligación se generó una cuenta a cobrar a los ex-empleados por US\$1.182.376 que corresponde al 30% de la Compañía. En el año 2009, la Administración constituyó una provisión para cuentas de dudosa recuperación con cargo a resultados por US\$1.226.328, monto que incluye la cuenta por cobrar a ex - empleados por US\$1.182.376.

La cuenta por cobrar a Murphy Ecuador Oil Company Limited corresponde al arrendamiento de la capacidad de transporte que la Compañía mantiene con el Oleoducto de Crudos Pesados OCP. Con fecha 13 de marzo de 2009 el apoderado de Murphy Ecuador Oil Company Limited notificó a la Administración de Ecuadortlc S. A. que a partir del 14 de marzo de 2009 termina de forma unilateral el convenio de capacidad de transporte suscrito con la Sociedad. A la fecha de este informe las negociaciones entre las partes continúan. Al 31 de diciembre del 2011, la Administración constituyó una provisión para cuentas de dudosa recuperación con cargo a resultados por US\$502.072.

El saldo de impuesto a la renta pagado en exceso incluye el anticipo de impuesto a la renta pagado por la Compañía en el año 2010 y retenciones efectuadas por terceros durante los años 2008, 2009, 2010 y 2011. De acuerdo a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, la compañía podrá presentar el reclamo para la devolución del impuesto a la renta pagado en exceso al Servicio de Rentas Internas.

(Continúa)

El saldo de Impuesto al valor agregado IVA - Servicio de Rentas Internas corresponde al IVA pagado en la importación y adquisición local de bienes y servicios. La administración del Consorcio estimando que es probable que la administración de Petroecuador no acepte la devolución del IVA pagado en el período de noviembre 2008 hasta diciembre 2010 por considerar que estos valores fueron incluidos en el precio base establecido en los contratos modificatorios suscritos el 31 de octubre del 2008, castigó contra resultados del año 2010 el IVA incurrido en ese período por US\$11.148.627 (US\$5.372.450 saldo Inicial y US\$5.776.177 IVA generado en el 2010) de este valor corresponde a la participación de la Compañía US\$3.344.588.

El Consorcio ha solicitado al Servicio de Rentas Internas la devolución del crédito tributario de IVA de septiembre y octubre 2008 por US\$681,025, del cual a la Compañía le corresponde el 30% por US\$204.307; sin embargo hasta la fecha de emisión de este informe la administración tributaria no ha resuelto la devolución.

(8) Inventarios de Materiales y Repuestos

Un detalle de los inventarios de materiales y repuestos al 1 de enero del 2010 es como sigue:

Tubería y casing	US\$	2.239.589
Otros materiales y repuestos		710.204
Importaciones en tránsito		558.666
	US\$	<u>3.508.459</u>

En el año que terminó el 31 de diciembre del 2010 el Consorcio incrementó con cargo a resultados la actualización del valor neto realizable del inventario de materiales y repuestos en US\$352.088 de los cuales participa la Compañía con el 30% equivalente a US\$105.626 (US\$1.212.271 de los cuales participa la Compañía con el 30% equivalente a US\$363.681 en 2009).

(9) Propiedad, Planta y Equipo

Un resumen de las propiedades, planta y equipo al 1 de enero del 2010 es como sigue:

Inversiones de preproducción	US\$	18.736.800
Inversiones de producción		104.022.647
Inversiones de transporte		2.440.307
Mobiliario y equipo		230.292
		<u>125.430.046</u>
Menos amortización acumulada:		
Inversiones de preproducción		18.736.800
Inversiones de producción		50.486.778
Inversiones de transporte		976.123
Mobiliario y equipo		119.225
		<u>70.318.926</u>
	US\$	<u>55.111.120</u>

(Continúa)

El movimiento de las propiedades, planta y equipo por los años que terminaron el 31 de diciembre del 2010 y 2009 fue como sigue:

Saldo al 1 de enero del 2010	55.111.120
Adiciones	5.202.556
Ajuste determinado por Comisión Técnica	(30.000)
Amortización y agotamiento hasta la fecha de terminación anticipada	(10.136.067)
Saldo reclasificado a cuentas por cobrar (nota 7)	US\$ <u>50.147.609</u>

#### (10) Otros Activos

El saldo de otros activos incluye garantías bancarias por un monto de US\$2.444.387 (US\$1.957.664 al 31 de diciembre de 2010) entregadas al Servicio de Rentas Internas por cuenta de las demandas de impugnación presentadas ante el Tribunal Distrital de lo Fiscal contra las actas de determinación por los años 2003, 2004, 2005 y 2006. (Ver nota 25).

#### (11) Préstamos y Obligaciones Financieras

Esta nota provee información sobre los términos contractuales de los préstamos y obligaciones de la Compañía que devengan intereses, los que son valorizados al costo amortizado. Para mayor información acerca de la exposición de la Compañía al riesgo de tasa de interés y liquidez (véase nota 17).

El saldo de préstamos y obligaciones financieras corresponde a préstamos otorgados por Petrobras Argentina S.A., los cuales devengan una tasa de interés fija entre 2% y 3% en el 2011 (entre 1.75% y 4% en el 2010 y entre el 4% y 6.50% al 1 de enero del 2009). El plazo de los préstamos se encuentra dentro de los 120 hasta 360 días.

El movimiento de los préstamos por pagar por los años que terminaron el 31 de diciembre del 2011 y 2010 es como sigue:

		Diciembre 31,	
		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo al inicio del año	US\$	1.367.004	2.211.496
Préstamos recibidos		68.574.898	19.752.000
Intereses capitalizados		156.098	70.015
Pagos efectuados		<u>(29.498.785)</u>	<u>(20.666.507)</u>
Saldo al final del año	US\$	<u>40.599.215</u>	<u>1.367.004</u>

#### (12) Cuentas por Pagar Comerciales

Un resumen de cuentas por pagar comerciales es como sigue:

		Diciembre 31,		Enero 1,
		<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
Proveedores:				
Locales	US\$	16.897.042	12.520.072	12.698.858
Exterior		390.988	272.353	1.170.673
Compañías relacionadas (nota 22)		<u>116.584</u>	<u>25.165</u>	<u>426.224</u>
Saldo al final del año	US\$	<u><u>17.404.614</u></u>	<u><u>12.817.590</u></u>	<u><u>14.295.755</u></u>

El saldo de proveedores locales incluye la provisión de fuel allocation - Oleoducto de Crudos Pesados, que corresponde al estimado de barriles de crudo utilizados por la Compañía para el transporte de crudo que es subrentado a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP Petroecuador, el mismo que es asumido por la Compañía. Por el año terminado el 31 de diciembre del 2011 la Compañía reconoció gasto de fuel allocation en la cuenta de otros gastos varios de operación por US\$8.566.580 (US\$5.557.310 en 2010).

### (13) Otras Cuentas y Gastos Acumulados por Pagar

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

		Diciembre 31,		Enero 1,
		<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
Impuestos sobre los ingresos extraordinarios	US\$	-	-	13.200.678
Empresa Estatal Petróleos del Ecuador		550.458	671.043	671.043
Impuesto al valor agregado - IVA		<u>245.728</u>	<u>139.190</u>	<u>369.073</u>
Saldo al final del año	US\$	<u><u>796.186</u></u>	<u><u>810.233</u></u>	<u><u>14.240.794</u></u>

Ecuadortlc S. A. en calidad de Operadora y Representante del Consorcio Petrolero Bloque 18 firmó con autoridades del Servicio de Rentas Internas, de la Procuraduría General del Estado y de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador, una acta para la devolución de los créditos acumulados correspondiente al Impuesto al Valor Agregado generado en la exploración y explotación del Bloque 18, cuya devolución se realizaría en barriles de petróleo crudo.

Al 1 de enero de 2010 el saldo por pagar de impuestos sobre los ingresos extraordinarios, corresponde al registro de la provisión por la obligación que deriva de la firma de los contratos modificatorios; en donde las partes acordaron que la Contratista pagará el setenta por ciento (70%) de los ingresos extraordinarios, calculados de conformidad con las normas contenidas en el Capítulo II de la Ley reformativa de Equidad Tributaria del Ecuador. Durante el mes de enero del 2010, el Consorcio liquidó toda la obligación al Servicio de Rentas Internas y a partir de la reforma tributaria el Consorcio pagó la obligación por Ley 70/30 de forma mensual.

(Continúa)

## (14) Impuesto a la Renta

### Impuesto a la Renta Diferido no Reconocido

Al 31 de diciembre de 2011 la Compañía no ha reconocido impuesto diferido activo por US\$14.637.820 (US\$8.175.737 y US\$4.694.106 al 31 de diciembre y 1 de enero de 2010, respectivamente) correspondiente a pérdidas tributarias que expiran en 5 años respectivamente y al registro del pasivo por contrato oneroso, así como el pasivo por contingente tributario. El activo por impuesto diferido no ha sido reconocido debido a que no es probable que utilidades disponibles sean generadas.

### Aspectos Tributarios del Código Orgánico de la Producción

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

- La reducción progresiva en tres puntos porcentuales en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 24% para el año 2011, 23% para el año 2012 y 22% a partir del año 2013.
- La reducción progresiva del porcentaje de retención en la fuente de impuesto a la renta en pagos al exterior conforme la tarifa de impuesto a la renta para sociedades.

### Aspectos Tributarios de la Ley de Fomento Ambiental y Optimización de los Ingresos del Estado

Con fecha noviembre 24 de 2010, 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 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.

La Compañía dispone del Estudio de precios de transferencia correspondientes a los años 2010 y 2011. Dichos estudios constituyen una base para determinar si las operaciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia, efectivamente, de ellos se desprende que las transacciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia, y que consecuentemente, no existe ajuste alguno por este concepto.

## (15) BENEFICIOS DE EMPLEADOS

El detalle beneficios de empleados al 31 de diciembre del 2011, 2010 y 1 de enero del 2010, es el siguiente:

		Diciembre 31,		Enero 1,
		<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
Participación a los empleados en las utilidades	US\$	-	-	435.346
Sueldos y beneficios por pagar		236.586	458.796	396.396
Provisión por terminación		-	1.056.022	-
Jubilación patronal y desahucio		-	-	117.350
	US\$	<u>236.586</u>	<u>1.514.818</u>	<u>949.092</u>

En diciembre de 2010 la Compañía registró una provisión de US\$1.056.022 para cubrir su participación en las liquidaciones del personal del Consorcio (véase nota 1). El cargo a resultados del año 2010 fue US\$938.672 neto de la reversión del saldo a esa fecha de las provisiones por jubilación patronal y desahucio por US\$117.350.

## (16) PROVISIONES

El movimiento de las provisiones por los años terminado el 31 de diciembre del 2011, 2010 y el 1 de enero del 2010, es como sigue:

		Contrato <u>oneroso</u>	<u>Legal</u>	Remediación <u>ambiental</u>	Otros	<u>Total</u>
Saldo al 1 de enero del 2010	US\$	-	-	988.452	7.385	995.837
Cargado en resultados del año		166.581.798	-	-	-	166.581.798
Participación Teikoku 40%		(78.951.377)	-	-	-	(78.951.377)
Reverso del descuento		-	-	21.097	-	21.097
Saldo al 31 de diciembre del 2010		87.630.421	-	1.009.549	7.385	88.647.355
Cargado en resultados del año		9.305.429	3.357.187	216.525	-	12.879.141
Importes usados durante el año		(22.496.633)	-	-	-	(22.496.633)
Importes no utilizados reversados		-	-	(656.074)	-	(656.074)
Reverso del descuento		8.434.832	1.829.699	-	-	10.264.531
Saldo al 31 de diciembre del 2011	US\$	<u>82.874.049</u>	<u>5.186.886</u>	<u>570.000</u>	<u>7.385</u>	<u>88.638.320</u>
Corriente		19.804.537	-	570.000	-	20.374.537
No corriente	US\$	<u>63.069.512</u>	<u>5.186.886</u>	<u>-</u>	<u>7.385</u>	<u>68.263.783</u>

(Continúa)

Contrato oneroso: Mediante el acuerdo firmado con el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. en enero del 2001, la Compañía se comprometió a pagar el valor del servicio por el transporte de crudo de 80,000 barriles diarios de petróleo. En el mencionado acuerdo se establece que la Compañía pagará una tarifa (Ship-or-Pay tariff) mínima por el transporte de 80,000 barriles diarios de petróleo. Debido a que la Compañía consideraba una sola unidad de negocio la explotación de crudo y la capacidad de transporte contratada, a la terminación del contrato de participación que se explica en la nota 1, la Administración registró la provisión para los pagos futuros descontados de esta obligación, netos del ingreso esperado por el arrendamiento de parte de la capacidad a la Empresa Pública de Hidrocarburos - Petroecuador EP y del 40% a cargo de Teikoku Oil Ecuador – Sucursal Ecuador, entidad a la que la Compañía cedió en el año 2008 el 40% de su participación en el Bloque 18 a cambio que esta asuma el 40% de la obligación de pago por la capacidad no utilizada de transporte contratada con el OCP. (Ver Nota 24).

Legal: La compañía procedió a registrar una provisión de contingencia tributaria correspondiente a los intereses pagados por los préstamos otorgados por la World Fund Financial Services (WFFS). (Véase nota 25).

Remediación ambiental: La provisión para remediación ambiental constituye una estimación realizada por la Administración en base a un estudio interno realizado por especialistas técnicos.

## (17) INSTRUMENTOS FINANCIEROS

### Marco de administración de riesgos

La Administración es responsable por establecer y supervisar el marco de administración de riesgos, así como el desarrollo y seguimiento de las políticas de administración de riesgos de la Compañía.

Las políticas de administración de riesgo de la Compañía son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites.

La administración monitorea el cumplimiento de las políticas y los procedimientos de administración de riesgo y revisa si su marco de administración de riesgo es apropiado respecto a los riesgos a los que se enfrenta la Compañía. En el curso normal de sus operaciones la Compañía está expuesta a los siguientes riesgos relacionados con el uso de los instrumentos financieros:

### Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Compañía tenga dificultades para cumplir con sus obligaciones asociadas con sus pasivos financieros, que son liquidados mediante la entrega de efectivo u otros activos financieros. Como se indica en la nota 1, la casa matriz ha confirmado su intención de continuar soportando a la Compañía para permitirle cumplir con sus obligaciones cuando vencen.

A continuación se resumen los vencimientos contractuales de los pasivos financieros no derivados:

		Valor contable	Flujos de efectivo contractuales	6 meses o menos	Entre 6 y 12 meses
31 de diciembre del 2011 -					
Préstamos y Obligaciones Financieras	US\$	40.559.215	40.678.781	-	40.678.781
Cuentas por pagar comerciales		17.404.614	17.404.614	17.404.614	-
Otras cuentas y gastos acumulados por pagar		796.187	796.187	796.187	-
	US\$	<u>58.760.016</u>	<u>58.879.582</u>	<u>18.200.801</u>	<u>40.678.781</u>
31 de diciembre del 2010 -					
Sobregiros bancarios	US\$	1.394.972	1.394.972	1.394.972	-
Préstamos y Obligaciones Financieras		1.367.004	1.470.924	-	1.470.924
Cuentas por pagar comerciales		12.817.590	12.817.590	12.817.590	-
Otras cuentas y gastos acumulados por pagar		810.233	810.233	810.233	-
	US\$	<u>16.389.799</u>	<u>16.493.719</u>	<u>15.022.795</u>	<u>1.470.924</u>
1 de enero del 2010 -					
Préstamos y Obligaciones Financieras	US\$	2.211.496	2.281.511	-	2.281.511
Cuentas por pagar comerciales		14.295.755	14.295.755	14.295.755	-
Otras cuentas y gastos acumulados por pagar		14.240.794	14.240.794	14.240.794	-
	US\$	<u>30.748.045</u>	<u>30.818.060</u>	<u>28.536.549</u>	<u>2.281.511</u>

### Riesgo de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que los cambios en los precios de mercado, por ejemplo en las tasas de cambio o tasas de interés, afecten los ingresos de la Compañía o el valor de los instrumentos financieros que mantiene. El objetivo de la administración del riesgo de mercado es administrar y controlar las exposiciones a este riesgo dentro de parámetros razonables y al mismo tiempo optimizar la rentabilidad.

#### i. Riesgo de Moneda

La moneda utilizada para las transacciones en el Ecuador es el dólar americano y las transacciones que realiza la Compañía son en esa moneda; por lo tanto, la administración estima que la exposición de la Compañía al riesgo de moneda no existe.

#### ii. Riesgo de Tasas de Interés

La Compañía administra este riesgo tratando de asegurar que su exposición a los cambios en las tasas de interés sobre los préstamos y obligaciones financieras se mantenga sobre una base de tasa fija.

La Compañía no mide los activos y pasivos financieros al valor razonable a través de resultados y no entra en transacciones de derivados. Por lo tanto, una variación en la tasa de interés no afectaría el valor registrado de los activos y pasivos financieros a tasa de interés fija o los resultados de la Compañía

(Continúa)

### Riesgo de Crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera que enfrenta la Compañía si un cliente o contraparte en un instrumento financiero no cumple con sus obligaciones contractuales, y se origina principalmente de las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar.

### Exposición al Riesgo de Crédito

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha del estado de situación financiera es como sigue:

		Valor en libros		
		<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>1 de enero del 2010</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$	3.748.082	6.122.784	19.089.186
Préstamos y otras partidas por cobrar		<u>9.600.225</u>	<u>6.256.949</u>	<u>147.550.893</u>
	US\$	<u><u>13.348.307</u></u>	<u><u>12.379.733</u></u>	<u><u>166.640.079</u></u>

### Cuentas por Cobrar Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

La Compañía establece una provisión para deterioro de valor que representa su estimación de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar. La provisión considera la pérdida específica que se determina con base a una evaluación de los mismos.

La variación en la provisión por deterioro con respecto a las otras cuentas por cobrar durante el año fue la siguiente:

		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo al inicio del año	US\$	1.231.513	1.226.328
Pérdida reconocida por deterioro		<u>519.665</u>	<u>5.185</u>
Saldo al final del año	US\$	<u><u>1.751.178</u></u>	<u><u>1.231.513</u></u>

### Efectivo y Equivalentes de Efectivo

La Compañía mantenía efectivo y equivalentes de efectivo por US\$3.748.082 al 31 de diciembre del 2011 (US\$6.122.784 y US\$10.089.186 al 31 de diciembre y 1 de enero de 2010), que representan su máxima exposición al riesgo de crédito por estos activos. El efectivo en caja y bancos y las inversiones overnight son mantenidos substancialmente con bancos e instituciones financieras, que están calificadas entre el rango A- y AAA-, según las agencias calificados BankWatchRatings, y Standard & Poor's.

(Continúa)

### Administración de Capital

La Casa Matriz ha manifestado su intención de continuar soportando a la Compañía con sus pasivos a corto plazo y mantener la empresa en existencia en un futuro previsible.

## (18) CAPITAL Y RESERVAS

### Capital Social

El capital social autorizado consiste de 20,000 acciones de US\$1 valor nominal unitario, las cuales otorgan un voto por acción y un derecho a los dividendos.

### Otras Reservas

El saldo de otras reservas, corresponde a la contribución de aportes para futuras capitalizaciones mediante la compensación de deuda con la casa matriz de la Compañía.

### 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.

### Ajustes

Como consecuencia de la terminación del contrato de participación del bloque 18 que se explica en la nota 1 a los estados financieros, la Compañía registró el saldo por cobrar al Consorcio Petrolero Bloque 18 como una disminución del patrimonio, ya que no existirán más operaciones relacionadas con la extracción de crudo y por tanto no se generarán más operaciones de cash call.

## (19) INGRESOS ORDINARIOS

Los ingresos ordinarios para el 31 de diciembre de 2010 se refieren al obtenido por la venta de crudo.

## (20) GASTOS POR NATURALEZA

	Nota	31 de diciembre del	
		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Pérdida por contrato oneroso	16	US\$ -	166.581.798
Capacidad de transporte		12.401.365	31.628.234
Fuel allocation	12	8.566.580	5.336.357
Contingencias	16	3.357.187	-
Impuesto a la salida de divisas		1.161.737	1.312.911
Gasto de personal		1.061.354	3.575.441
Honorarios		933.310	321.961
Pasivo por remediación ambiental	16	216.525	-
Pérdida impuesto al valor agregado	7	413.881	3.344.588
Regalías - Ley 42		-	15.993.104
Costos de producción		-	8.250.077
Depreciación, amortización y agotamiento	9	-	10.199.623
Otros		3.261.113	2.636.489
		<u>US\$ 31.373.052</u>	<u>249.180.583</u>

(21) GASTOS DE PERSONAL

	Nota	Año terminado el	
		31 de diciembre del	
		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Sueldos y salarios		US\$ 588.055	1.824.739
Vacaciones		106.236	13.426
IESS patronal		36.116	208.468
Décimo tercero		24.181	140.589
Fondos de reserva		22.528	124.567
Gastos médicos		35.544	298.104
Décimo cuarto		1.918	13.364
Sueldo variable		8.641	10.986
Indeminización por despido y desahucio	15	-	938.672
Otros		238.135	2.526
		<u>US\$ 1.061.354</u>	<u>3.575.441</u>

(Continúa)

## (22) TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

La Compañía realizó las siguientes transacciones comerciales con sus partes relacionadas:

		2011		
		Petrobras Argentina S. A.	Consortio Petrolero Bloque 18	Total
Servicios prestados	US\$	-	2.324.905	2.324.905
Pagos efectuados		-	1.055.937	1.055.937
Pagos recibidos		-	2.630.044	2.630.044
Préstamos recibidos (nota 11)		68.574.898	-	68.574.898
Cancelaciones de préstamos (nota 11)		29.498.785	-	29.498.785
Intereses en préstamos		343.183	-	343.183

		2010				
		Petrobras Energía Operaciones Energía S. A.	Petrobras Energía Operaciones Ecuador S.A.	Petrobras Holding Austria	Petrobras International Finance Company	Total
Servicios recibidos	US\$	1.050.093	625.280	-	-	1.675.373
Pagos efectuados		21.303.352	700.670	-	-	22.004.022
Pagos recibidos		-	-	-	61.744.398	61.744.398
Ventas de crudo		-	-	-	61.692.680	61.692.680
Colocaciones realizadas		-	-	4.533.367	-	4.533.367
Devolución de colocaciones financieras		-	-	16.427.058	-	16.427.058
Intereses ganados		-	-	9.909	-	9.909
Préstamos recibidos (nota 11)		19.752.000	-	-	-	19.752.000
Intereses en préstamos		70.015	-	-	-	70.015

Un resumen de los saldos originados en las transacciones antes indicadas al 31 de diciembre del 2011 y 2010 y el 1 de enero del 2010 es como sigue:

	<u>Diciembre 31,</u>		Enero 1,
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2010</u>
Balance general:			
Activos:			
Petrobras Holding Austria (nota 7)	US\$ -	-	8.280.928
Cuentas por cobrar:			
Consortio Petrolero Bloque 18	US\$ -	-	50.663.012
Pasivos:			
Petrobras Argentina S. A.	116.584	25.165	303.971
Petrobras Energía Operaciones Ecuador S. A.	-	-	122.253
	US\$ 116.584	25.165	426.224
Préstamos - Petrobras Argentina S. A.	US\$ 40.599.215	1.367.004	2.211.496

La Compañía mantiene suscritos los siguientes contratos con sus compañías relacionadas:

a) Acuerdo de Asistencia y Cooperación Técnica

El Joint Operating Agreement (JOA) firmado entre el Consorcio Petrolero Bloque 18 y las Socias, establece que el Operador deberá incurrir en costos y gastos que permitan mantener en operación el Bloque 18. En base a lo antes indicado, Ecuadortlc S. A. en calidad de operador del Bloque 18 suscribió el acuerdo de asistencia y cooperación técnica con Petrobras Energía S. A., para la provisión de los servicios de asistencia técnica y capacitación. Los servicios comprenden aquellos vinculados a asesoramiento comercial, técnico, abastecimientos, comercialización de productos, recursos humanos y relaciones laborales, control de gestión, seguridad y medio ambiente, tecnología informática y todos aquellos otros servicios y conocimientos necesarios para el desarrollo de las actividades de la operadora del Bloque 18. Dicho convenio fue firmado el 6 de junio del 2008 y tiene vigencia de 24 meses contados a partir de la fecha de la firma, pudiendo ser renovado por períodos de un año de modo automático, hasta que las partes notifiquen la intención de no continuar con el mismo. El precio por los servicios ha sido estimado en base al valor hora y nivel del personal involucrado en el servicio más gastos de viaje, hospedaje, alimentación, movilidad u otros en los que incurriera Petrobras Energía S. A., dichos precios podrán ser modificados por las partes durante la vigencia del acuerdo.

b) Acuerdo de Venta de Petróleo Crudo

Ecuadortlc S. A. y Petrobras International Finance Company suscribieron un acuerdo para la venta de petróleo crudo, con vigencia hasta el 31 de diciembre del 2010. Dicho convenio estuvo vigente hasta el 25 de noviembre del 2010, y por decisión de ambas partes fue terminado anticipadamente y sin que implique costos adicionales.

c) Compensación Recibida por el Personal Clave de la Gerencias

Durante los años 2011 y 2010, las compensaciones recibidas por el personal ejecutivo y por la gerencia clave por sueldos se resumen a continuación:

		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Sueldos	US\$	<u>531.067</u>	<u>463.723</u>

(23) INGRESOS Y COSTOS FINANCIEROS

Ingresos financieros

		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Intereses por cesión de derechos de TKK	US\$	4.796.649	2.607.352
Intereses por inversiones temporales		6.396	9.909
	US\$	<u>4.803.045</u>	<u>2.617.261</u>

Costos financieros

	<u>Nota</u>		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Reconocimiento tasa de descuento:				
Contrato oneroso	16	US\$	8.434.832	-
Pasivo contingente	16		1.829.699	-
Pasivo por remediación ambiental			-	21.097
Intereses préstamos			343.183	70.015
		US\$	<u>10.607.714</u>	<u>91.112</u>

(24) COMPROMISOS

Oleoducto de Crudos Pesados OCP Ecuador S.A. - Petrobras Energía Ecuador - Sucursal Ecuador, firmó con la compañía Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. el convenio denominado Initial Shipper Transportation Agreement (ISTA). Este convenio comprendía la contratación de una capacidad de transporte de 80,000 barriles por día por el término de 15 años a partir del 10 de Noviembre del 2003, los cuales estaban sujetos a una cláusula Ship or Pay (SoP), en el cual dicha Compañía se compromete al pago de la tarifa de transporte, realice o no un transporte efectivo. Dicha capacidad de transporte fue contratada y comprometida oportunamente por Petrobras Energía Ecuador - Sucursal Ecuador con el objetivo de: i) hacer viable la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), y, ii) hacer viable el desarrollo de los Bloques 31 y 18, ya que el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), el único oleoducto que hubiera permitido evacuar la producción de dichos bloques, estaba operando al máximo de su capacidad. Con fecha 3 de marzo del 2003, Ecuadortlc S.A. firmó un convenio con Petrobras Energía Ecuador - Sucursal Ecuador, a través del cual, ésta última cedió a favor de Ecuadortlc S.A. una capacidad de transporte de 25,000 barriles diarios, cantidad establecida en ese momento de acuerdo con la capacidad de producción incluida en el Plan de Desarrollo aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) para el Bloque 18.

En julio del 2005, Petrobras Energía Ecuador - Sucursal Ecuador mediante nuevos acuerdos, transfirió a Ecuadortlc S.A. la totalidad del negocio de capacidad de transporte de crudo, que incluye todos los derechos y obligaciones del contrato mencionado anteriormente.

(Continúa)

**Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP** - Con fecha 31 de diciembre de 2008, la Compañía suscribió con Petroecuador el “Convenio de uso de capacidad garantizada de transporte de petróleo por el Oleoducto de Crudos Pesados”, por el cual el Estado Ecuatoriano asumió el compromiso que el crudo disponible de su propiedad, se transporte por el OCP, a partir del 1 de enero de 2009 se hará con cargo a la capacidad de transporte de petróleo contratada por la Compañía y que a lo largo del convenio llegue a un volumen máximo de 70.000 barriles por día.

Finalmente, el 40% del compromiso contractual neto, resultante de lo descrito anteriormente ha sido asumido por Teikoku Oil Ecuador, conforme con los términos del contrato de cesión de la participación del 40% en el Bloque 18.

A la fecha de emisión de los estados financieros, la Compañía se encuentra comercializando parte de esa capacidad de transporte con la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP y continúa realizando gestiones tendientes a lograr la venta de dicha capacidad de transporte con nuevos clientes.

**(25) PASIVOS CONTINGENTES Y ACTIVO CONTINGENTE**

***Activo contingente:***

**Tasa de Actualización a las Cuentas por Cobrar con el Gobierno Ecuatoriano**

En los términos de negociación para la liquidación del contrato del Bloque 18, se definió que el valor de liquidación se calcula como el valor de las inversiones no amortizadas de acuerdo al Reglamento de Contabilidad de Costos Aplicables a los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos vigente en Ecuador a la fecha de suscripción del Contrato Modificatorio, sumando una actualización de los saldos de inversiones no amortizadas al cierre de cada ejercicio económico, a una tasa de actualización anual que estime apropiada para este tipo de proyectos en Ecuador. Actualmente la Compañía se encuentra en un proceso de negociación con el estado ecuatoriano para definir la tasa de actualización de las “Otras Cuentas por Cobrar, consecuentemente el resultado de este acuerdo será registrado en los estados financieros cuando este proceso haya concluido.

***Pasivos contingentes:***

**Impuesto a la Renta e Ingresos Extraordinarios, período 2002 - 2010**

EcuadorTLC S. A., como operadora del Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 18, fue notificada hasta la fecha de este informe por el Servicio de Rentas Internas (SRI) con las Actas de Determinación Definitivas de Impuesto a la Renta (IR) por los años incluidos en el período 2002 – 2008 y de Impuesto a los Ingresos Extraordinarios (IIE) por los años incluidos en el período 2008 - 2010 de acuerdo al siguiente detalle:

<b>Tipo Acto Administrativo</b>	<b>Número de Acta</b>	<b>Fecha de Notificación (dd/mm/aaaa)</b>	<b>Reclamo Administrat.</b>	<b>Impugnación ante Tribunal</b>	<b>Valor impugnado (1) (miles US\$)</b>
Acta Determin. 2002 (IR)	1720070100005	05-Feb-2007	07-Mar-2007	05-Sep-2007	662
Acta Determin.	1720080100087	25-Jul-2008	22-Ago-2008	27-Feb-2009	567

2003 (IR)					
Acta Determin. 2004 (IR)	1720090100425	17-Nov-2009	N/A	15-Dic-2009	5.112
Acta Determin. 2005 (IR)	1720090100444	26-Nov-2009	N/A	24-Dic-2009	10.634
Acta Determin. 2006 (IR)	1720100100234	26-Ago-2010	23-Sep-2010	05-Abr-2011	3.542
Acta Determin. 2007 (IR)	1720110100217	28-Nov-2011	27-Dic-2011	11-Jul-2012	6.139
Acta Determin. 2008 (IR)	1720120100095	12-Abr-2012	10-May-2012	N/A (2)	13.643
Acta Determin. 2008 (IIE)	1720120100081	12-Abr-2012	10-May-2012	N/A (2)	4,473
Acta Determin. 2009 (IIE)	1720120100082	12-Abr-2012	10-May-2012	N/A (2)	3,287
Acta Determin. 2010 (IIE)	1720120100129	29-May-2012	26-Jun-2012	N/A (2)	3,156

- (1) Valor por pagar establecido en el acta de determinación definitiva sin intereses de mora y sin el recargo del 20%.
- (2) Actas que se encuentran impugnadas en la vía administrativa y a la fecha de este informe se encuentran en proceso.

El Servicio de Rentas Internas mediante órdenes de determinación Nos. RNO-GCODETC11-00018 Y 2010170209 notificadas el 15 de agosto de 2011 y el 3 de enero de 2011 dispone el inicio del proceso de determinación de las obligaciones tributarias correspondientes al Impuesto a la Renta para los ejercicios económicos 2010 y 2009 respectivamente; a la fecha de emisión de los estados financieros la Administración Tributaria ha solicitado información y se encuentra trabajando en dicho proceso de determinación.

Tomando en cuenta que las actas de determinación de impuesto a la renta de los años 2002 al 2007 se encuentran impugnadas ante el Tribunal Distrital de lo Fiscal; EcuadorTLC S.A., ha entregado garantías bancarias al Servicio de Rentas Internas en concepto de caución del 10% del impuesto a la renta por pagar impugnado y del 20% de recargo establecidos en las actas de determinación de los ejercicios 2003, 2004, 2005, 2006 y 2007.

En septiembre del 2011, la compañía procedió a realizar una provisión para contingencias tributarias correspondiente a los intereses pagados durante el ejercicio 2002 al 2010 por los préstamos otorgados por la World Fund Financial Services (WFFS), Petrobras Holding Austria (PHA) y Petrobras Energía S.A. (PESA). El monto de esta provisión al 31 de diciembre del 2011 es de US\$5.187 mil, valor que incluye los intereses de mora respectivos hasta diciembre 2011 que ascienden a US\$1.829 mil y el recargo del 20% de US\$179.mil. En lo que respecta a las otras glosas determinadas por el organismo de control (SRD), es criterio de los asesores legales que cuentan con los argumentos de hecho y de derecho sólidos que permiten sustentar su posición; por lo tanto, los estados contables no incluyen otros pasivos relacionados a estas contingencias

(Continúa)

Auditorías Efectuadas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH  
(anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos)

La Contratista, actualmente el Consorcio Petrolero Bloque 18, ha sido auditada por este organismo hasta el ejercicio fiscal 2010. La ARCH ha emitido los informes correspondientes de los exámenes especiales a las inversiones de producción, costos, gastos de producción, comercialización, transporte y almacenamiento.

Las principales objeciones presentadas por la ARCH corresponden al no reconocimiento del gasto de transporte, gastos financieros, ajuste de precios de referencia.

El Consorcio ha presentado las correspondientes impugnaciones ante el Ministro de Energía y Minas (actualmente Ministerio de Recursos Naturales No Renovables), el que a la fecha de este informe únicamente se ha pronunciado con relación a los años 2002 y 2004 ratificando las objeciones de la ARCH (anteriormente DNH), por lo que el Consorcio ha presentado las respectivas demandas ante el Tribunal Contencioso Administrativo, las que han sido admitidas a trámite y cuya resolución está pendiente. En relación a las impugnaciones aún pendientes de resolución en vía administrativa es intención del Consorcio proceder con la correspondiente demanda judicial en caso de un resultado negativo.

A criterio de la administración del Consorcio y de sus asesores legales existen suficientes argumentos legales para soportar la posición tomada y, es probable que el Tribunal Distrital de lo Contencioso Administrativo acepte las pretensiones del Consorcio.

Juicios Laborales

Hasta el año 2011, además de ex trabajadores de empresas contratistas, algunos ex trabajadores de EcuadorTLC S.A., presentaron en los Juzgados de Trabajo de Pichincha, demandas por la reliquidación de utilidades efectuadas en el ejercicio 2008 por los años 2006 y 2007. Al cierre de los estados financieros se han celebrado audiencias preliminares y definitivas en la mayoría de los procesos; y, en varios de ellos, la compañía tiene sentencias de primera y segunda instancia a favor. Así mismo, en los procesos presentados por ex trabajadores de empresas contratistas, existen varias sentencias de primera y segunda instancia favorables para la Compañía.

(26) Adopción Por Primera Vez De Las Normas Internacionales De Información Financiera (NIIF)

La Superintendencia de Compañías estableció mediante Resolución No. 06.Q.ICI.004 del 21 de agosto del 2006, la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y su aplicación obligatoria por parte de las compañías y entidades sujetas a su control y vigilancia, a partir del 1 de enero 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 a partir del 1 de enero de 2011.

Conforme a esta Resolución, hasta el 31 de diciembre del 2010, la Compañía preparó sus estados financieros de acuerdo con las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC). Desde el 1 de enero del 2011, los estados financieros de la Compañía son preparados de acuerdo a NIIF.

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

(Continúa)

La aplicación de las NIIF supone, con respecto a las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) que se encontraban vigentes al momento de prepararse los estados financieros correspondientes al año 2011:

- Cambios en las políticas contables, criterios de medición y forma de presentación de los estados financieros.
- Un incremento significativo de la información incluida en las notas a los estados financieros.

#### Conciliación entre NIIF y Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en el Ecuador

La Compañía no presenta ningún impacto de la transición a las NIIF sobre la situación financiera y el resultado integral. Solamente en el estado de flujos de efectivo se detallan los siguientes efectos:

- Inversiones Temporales

En el estado de flujos de efectivo bajo las NIIF, las inversiones temporales se presentan como parte del efectivo y equivalentes de efectivo; por lo tanto, difiere del flujo de efectivo presentado bajo los principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en el Ecuador en el cual se revelaba como parte del el flujo de efectivo de las actividades de inversión.

- Sobregiros Bancarios

En el estado de flujos de efectivo bajo las NIIF, los sobregiros bancarios se presentan como parte del efectivo y equivalentes de efectivo; por lo tanto, difiere del flujo de efectivo presentado bajo los principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en el Ecuador en el cual se revelaba como parte del el flujo de efectivo de las actividades de financiamiento.

#### (27) 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 (julio 13 del 2012) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.

---