

Agip Oil Ecuador B.V. – Sucursal Ecuador

Estados financieros al 31 de diciembre de 2010 y ~~2009~~ junto con el informe de los auditores independientes

Contenido

Informe de los auditores independientes

Estados financieros

Balances generales

Estados de resultados

Estados de cambios en la inversión de la casa matriz

Estados de flujos de efectivo

Notas a los estados financieros

Informe de los auditores independientes

A Agip Oil Ecuador B.V. - Sucursal Ecuador:

1. Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Agip Oil Ecuador B.V. - Sucursal Ecuador (una Sucursal de Agip Oil Ecuador B.V. de Holanda y subsidiaria de ENI SpA de Italia) que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2010, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en la inversión de la casa matriz y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, así como el resumen de las principales políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la gerencia de la Sucursal por los estados financieros

2. La gerencia de la Sucursal es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Ecuador los mismos que han sido modificados para presentarlos en base de impuesto a la renta como (ver párrafo siguiente) y de su control interno determinado como necesario por la gerencia, para permitir la preparación de estados financieros que no contengan distorsiones importantes debidas a fraude o error.
3. Como se explica en la Nota 2, la gerencia prepara sus estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Ecuador, modificados de acuerdo con la legislación tributaria y el reglamento de contabilidad aplicable a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos vigentes hasta el 31 de diciembre de 2010.

Responsabilidad del auditor

4. Nuestra responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los estados financieros adjuntos basados en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con normas internacionales de auditoría, las cuales requieren que cumplamos con requerimientos éticos, planifiquemos y realicemos una auditoría para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen distorsiones importantes.
5. Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan distorsiones importantes, debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes de la Sucursal, para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar

Informe de los auditores independientes (continuación)

procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Sucursal. Una auditoría también incluye la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

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

Opinión

7. En nuestra opinión, los estados financieros de Agip Oil Ecuador B.V. - Sucursal Ecuador por el año terminado el 31 de diciembre de 2010 han sido preparados en todos los aspectos importantes de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador modificados de acuerdo con la legislación tributaria y el reglamento de contabilidad aplicable a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos vigentes hasta el 31 de diciembre de 2010 según se explica en la Nota 2.

Otro Asunto

8. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2009 y por el año terminado en esa fecha fueron auditados por otros auditores cuyo informe de fecha 16 de abril de 2010, contiene una opinión sin salvedades y dos párrafos de énfasis.

Párrafo de énfasis

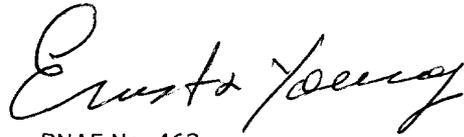
Sin calificar nuestra opinión, llamamos la atención respecto del siguiente asunto:

9. Como se explica en la Nota 1, el 23 de noviembre del 2010 se firmó el Contrato Modificadorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), en el Bloque 10 de la región Amazónica Ecuatoriana, el cual fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos (Secretaría de Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables) el 23 de diciembre del 2010 y entra en vigencia a partir del 1 de enero del 2011.

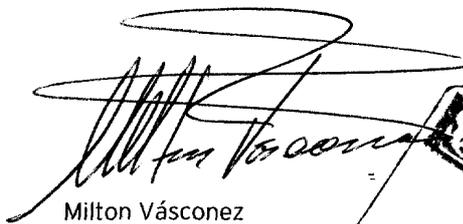
Informe de los auditores independientes (continuación)

Párrafo de restricción

10. Con base a lo explicado en el párrafo 3 anterior, el presente informe es para uso exclusivo de la Gerencia de la Sucursal y para presentación a la Superintendencia de Compañías, Servicio de Rentas Internas y Ministerio de Recursos Naturales no Renovables y no debe usarse para ningún otro propósito ni ser distribuido a ninguna otra parte.



RNAE No. 462



Milton Vásquez
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
4 de Mayo de 2011

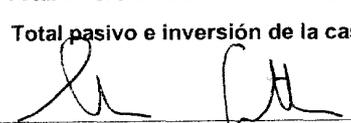
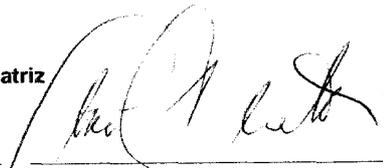
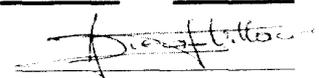


Agip Oil Ecuador B.V. – Sucursal Ecuador

Balances generales – ver nota 2

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	2010	2009
Activo			
Activo corriente:			
Efectivo en caja y bancos		137,381	122,240
Cuentas por cobrar EP Petroecuador	5	-	41,863,966
Compañías relacionadas	6	107,421,173	83,506,603
Otras cuentas por cobrar		392,352	661,540
Inventarios	3	12,520,950	9,556,135
Gastos pagados por anticipado		26,494	26,787
Total activo corriente		120,498,350	135,737,271
Facilidades para almacenamiento y transporte de crudo, y otros, neto	4	8,779,577	11,473,138
Inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de EP Petroecuador, netas de reembolsos	5	227,586,878	149,655,999
Otros activos		213,346	69,689
Total activo		357,078,151	296,936,097
Pasivo e inversión de la casa matriz			
Pasivo corriente:			
Proveedores y otros		21,136,304	18,429,956
Compañías relacionadas	6	6,386,801	3,887,697
Cuenta por pagar Perenco (porción corriente)	7	4,130,350	4,256,118
Cuenta por pagar EP Petroecuador (sobrelevante)	8	15,004,131	6,023,794
Pasivos acumulados	9	23,818,251	17,934,171
Impuestos por pagar	10	29,767,281	14,651,970
Total pasivo corriente		100,243,118	65,183,706
Pasivo no corriente:			
Cuenta por pagar Perenco, neta de porción corriente	7	8,707,326	8,707,326
Provisión por jubilación patronal y deshaucio	15 (a) y (b)	1,030,292	728,278
Total pasivo no corriente		9,737,618	9,435,604
Inversión de la casa matriz:			
Capital asignado		2,000	2,000
Reserva legal		1,000	1,000
Reserva de capital	2 (i)	4,315,708	4,315,708
Utilidades retenidas		242,778,707	217,998,079
Total inversión de la casa matriz		247,097,415	222,316,787
Total pasivo e inversión de la casa matriz		357,078,151	296,936,097
			
Sr. Sandro Gruteadauria Representante Legal		Sr. Silvano Alborghetti Gerente Financiero	Sr. Diego Villacis Contador

Las notas a los estados financieros adjuntas son parte integrante de estos estados

Agip Oil Ecuador B.V. – Sucursal Ecuador

Estados de resultados – ver nota 2

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

Expresados en Dólares de E.U.A.

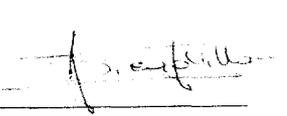
	Nota	2010	2009
Ingresos			
Tasa de servicios	1 y 2(j)	155,054,233	115,079,321
Servicio de transporte de crudo	4 (1)	1,764,938	3,626,627
		<u>156,819,171</u>	<u>118,705,948</u>
Gastos			
No-reembolsables		(318,334)	(455,644)
Gastos operativos por servicio de transporte de crudo	4 (1)	(4,161,732)	(3,870,617)
		<u>(4,480,066)</u>	<u>(4,326,261)</u>
Utilidad antes de provisión para participación de los trabajadores, provisión para impuesto a la renta y provisión para investigación tecnológica			
		152,339,105	114,379,687
Provisión para participación a trabajadores	9	(22,850,866)	(17,156,953)
Utilidad antes provisión para impuesto a la renta y provisión para investigación tecnológica			
		129,488,239	97,222,734
Provisión para impuesto a la renta	13 (d)	(58,397,329)	(43,258,976)
Utilidad antes de provisión para investigación tecnológica			
		71,090,910	53,963,758
Provisión para investigación tecnológica (1%)	10	(731,282)	(541,711)
Utilidad neta			
		<u>70,359,628</u>	<u>53,422,047</u>



Sr. Sandro Gruttadauria
Representante Legal



Sr. Silvano Alborghetti
Gerente Financiero



Sr. Diego Villacís
Contador

Las notas a los estados financieros adjuntas son parte integrante de estos estados.

Agip Oil Ecuador B.V. – Sucursal Ecuador

Estados de cambios en la inversión de la casa matriz –ver nota 2

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Capital asignado	Reserva legal	Reserva de capital	Reinver- sión de utilidades	Utilidades retenidas	
					Utilidades de libre distribu- ción	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2008	2,000	1,000	4,315,708	149,325,912	156,853,120	306,179,032
Pago de dividendos (Ver Nota 11)	-	-	-	-	(141,603,000)	(141,603,000)
Traspaso a utilidades de libre distribución (Ver Nota 12)	-	-	-	(24,267,909)	24,267,909	-
Utilidad neta	-	-	-	-	53,422,047	53,422,047
Saldo al 31 de diciembre de 2009	2,000	1,000	4,315,708	125,058,003	92,940,076	217,998,079
Pago de dividendos (Ver Nota 11)	-	-	-	-	(45,579,000)	(45,579,000)
Traspaso a utilidades de libre distribución (Ver Nota 12)	-	-	-	(24,267,908)	24,267,908	-
Utilidad neta	-	-	-	-	70,359,628	70,359,628
Saldo al 31 de diciembre de 2010	<u>2,000</u>	<u>1,000</u>	<u>4,315,708</u>	<u>100,790,095</u>	<u>141,988,612</u>	<u>242,778,707</u>

Sr. Sandro Gruttadauria
Representante Legal

Sr. Silvano Alborghetti
Gerente Financiero

Sr. Diego Villacís
Contador

Las notas a los estados financieros adjuntas son parte integrante de estos estados

Agip Oil Ecuador B.V. – Sucursal Ecuador

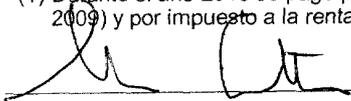
Estados de flujos de efectivo – ver nota 2

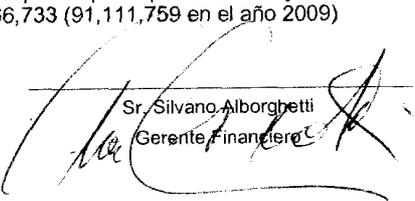
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

Expresados en Dólares de E.U.A.

	2010	2009
Flujos de efectivo de actividades de operación:		
Utilidad neta	70,359,628	53,422,047
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por (utilizado en) actividades de operación-		
Depreciación de facilidades para almacenamiento y transporte de crudo, y otros, (ver nota 4)	2,715,041	2,715,105
Jubilación patronal y desahucio	302,014	234,246
Cambios netos en activos y pasivos-		
Disminución de otras cuentas por cobrar	269,188	511,229
(Aumento) en inventarios	(2,964,815)	(275,953)
Disminución de gastos pagados por anticipado	293	496
Aumento en proveedores y otros	2,706,348	2,838,498
Aumento en compañías relacionadas	2,892,671	1,605,695
Aumento en cuenta por pagar EP Petroecuador	8,980,337	2,189,636
Aumento (Disminución) en pasivos acumulados (1)	5,884,080	(26,148,295)
Aumento (Disminución) en impuestos por pagar (1)	15,115,311	(48,358,243)
(Disminución) de ingresos anticipados	-	(187,236)
Efectivo neto provisto por (utilizado en) actividades de operación	<u>106,260,096</u>	<u>(11,452,775)</u>
Flujos de efectivo en actividades de inversión:		
(Aumento) disminución neta de inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de EP Petroecuador, neto de reembolsos	(36,066,913)	39,130,986
(Adiciones) hechas en facilidades para almacenamiento y transporte de crudo, y otros	(21,480)	(775)
(Aumento) de otros activos	(143,657)	(309)
Efectivo neto (utilizado en) provisto por actividades de inversión	<u>(36,232,050)</u>	<u>39,129,902</u>
Flujos de efectivo en actividades de financiamiento:		
Pago de dividendos	(45,579,000)	(141,603,000)
(Disminución) cuentas por pagar Perenco	(125,768)	(1,194,505)
(Disminución) aumento en compañías relacionadas	(24,308,137)	115,090,906
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento	<u>(70,012,905)</u>	<u>(27,706,599)</u>
Aumento (disminución) neto en efectivo en caja y bancos	15,141	(29,472)
Efectivo en caja y bancos:		
Saldo al inicio del año	122,240	151,712
Saldo al final del año	<u>137,381</u>	<u>122,240</u>

(1) Durante el año 2010 se pagó por concepto de participación a trabajadores 17,156,952 (43,295,599 en el año 2009) y por impuesto a la renta 43,466,733 (91,111,759 en el año 2009)


Sr. Sandro Gruttadauria
Representante Legal


Sr. Silvano Alborgetti
Gerente Financiero


Sr. Diego Villacis
Contador

Las notas a los estados financieros adjuntas son parte integrante de estos estados.

Agip Oil Ecuador B.V. – Sucursal Ecuador

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. Operaciones

El 30 de abril de 1998 la Superintendencia de Compañías, mediante Resolución No. 98-1-1-1-1051, concedió un permiso para operar en Ecuador a la compañía Agip Oil Ecuador B.V. una Sucursal de Agip Oil Ecuador B.V. de Holanda y subsidiaria de ENI SpA de Italia, la misma que se limitará al cumplimiento del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 10 de la Región Amazónica (el mismo que fue modificado en el año 2009 y 2010, tal como se detalla en los párrafos siguientes), y que fue inscrita en el Registro Mercantil el 6 de mayo de 1998. El referido contrato tiene un plazo de vigencia que se extiende hasta el 31 de diciembre del 2023.

Con fecha 19 de enero de 2000, Arco Oriente Inc. (Sucursal Ecuador) cedió a la Sucursal el 60% de los derechos y obligaciones que le correspondían de acuerdo al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 10. Esta cesión fue aprobada mediante Resolución No. 251 del Ministerio de Energía y Minas de fecha 29 de diciembre de 1999 e inscrita en el Registro de Hidrocarburos el 1 de febrero de 2000, antes de dicho traspaso la Sucursal poseía el 40% de los derechos y obligaciones en dicho contrato. A partir de esta fecha la Sucursal opera dicho contrato.

El 22 de diciembre de 2009 se firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 10 de la Región Amazónica, el cual fue registrado con fecha 30 de diciembre de 2009 en el Registro de Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables. Dicho contrato estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2010 y por el año terminado en esa fecha.

Las principales condiciones incorporadas al Contrato Principal y que rígeron para el año 2010, son las siguientes:

- (i) Reemplazo del 15% del Margen de Comercialidad por el 20% del Ingreso bruto como Margen de Soberanía Petrolera, que debe recibir como primera prioridad el Estado;
- (ii) La no acumulación para el mes siguiente de los valores de costos, gastos e inversiones amortizables que no sean cubiertos por los

Notas a los estados financieros (continuación)

ingresos del Bloque 10 en el flujo de caja remanente luego de realizar los pagos al gobierno; y,

- (iii) El acuerdo de extender el plazo del contrato hasta el 31 de diciembre del año 2023, sujeto a la firma de un nuevo modelo de contrato en el plazo de un año.

El 23 de noviembre de 2010 se firmó el contrato modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (petróleo crudo) del bloque 10 de la Región Amazónica, el cual fue registrado con fecha 23 de diciembre del 2010 en el Registro de Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables- Secretaria de Hidrocarburos.

Los principales cambios incorporados y que rigen a partir del año 2011, son los siguientes:

- (i) Extensión del contrato hasta el 31 de diciembre del 2023;
- (ii) Compromiso de inversión durante los años 2011 al 2023 en actividades de desarrollo por un total de US\$ 89,974,000 y exploración adicional por US\$ 24,000,000 en el campo Oglan y US\$ 5,000,000 en el campo Jimbiquiti;
- (iii) Tarifa de servicios de US\$ 35 por barril producido y entregado en el punto de fiscalización.
- (iv) Tasa de Impuesto a la renta del 25%. (Ver Nota 2(I))

Dicho contrato establece que el Estado Ecuatoriano y EP Petroecuador no asumen riesgo de exploración y explotación y que todos los hidrocarburos que se encuentren serán propiedad del Estado Ecuatoriano a través de EP Petroecuador.

La Sucursal hasta el año 2010 recibía de EP Petroecuador una tasa mensual por servicios de producción de hidrocarburos como compensación por servicios técnicos, financieros y administrativos prestados a ésta. Los reembolsos efectuados a la Sucursal por inversiones de exploración fueron reembolsados en un período de 5 años durante la fase de producción. Las inversiones de desarrollo y producción eran reembolsadas en un período de 10 años a partir del siguiente año en que fueron efectuadas. De igual manera EP Petroecuador reembolsaba mensualmente a la Sucursal los costos y gastos que incurra en la fase de producción.

Notas a los estados financieros (continuación)

Al término del período de explotación, la Sucursal entregará a EP Petroecuador, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que en ese momento estuvieren en actividad y en buenas condiciones, considerando el desgaste natural, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubiesen sido adquiridos para los fines del contrato.

En el año 2010 se realizaron inversiones de desarrollo y producción por US\$ 75,664,832, de las cuales, US\$ 62,519,526 correspondieron básicamente a la perforación de los pozos Villano 19, Villano 20 y Villano 11. En el año 2009 se realizaron inversiones de desarrollo y producción por US\$ 17,999,466.

El total de las reservas remanentes del Bloque 10 (no auditadas) al 31 de diciembre de 2010 es de 43.4 millones de barriles (2009 – 46.4 millones de barriles).

2. Resumen de principales políticas de contabilidad

Las políticas de contabilidad que sigue la Sucursal han sido aplicadas uniformemente en todos los años y están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, modificados de acuerdo con la legislación tributaria y el reglamento de contabilidad aplicable a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos vigentes hasta el 31 de diciembre de 2010, las principales modificaciones son:

- Los ingresos son reconocidos en el período en que se cobran.
- Las provisiones son reconocidas hasta por los límites establecidos por la legislación tributaria y aquellos que serán cancelados en un período no mayor a un año, excepto la reserva para jubilación e indemnización (Ver Nota 15).
- Los pasivos contingentes probables son registrados en el momento que exista una sentencia definitiva desfavorable para la Sucursal y una vez que se hayan agotado todos los recursos legales disponibles.

La preparación de los estados financieros con las bases antes descritas requiere que la gerencia efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar el valor de algunas de las partidas indicadas en los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requieren presentar en las mismas. Aún cuando pueda llegar a diferir su efecto final, la gerencia considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron adecuados en las circunstancias.

Notas a los estados financieros (continuación)

La Resolución No. 08.G.DSC.010 de la Superintendencia de Compañías publicada el 31 de diciembre de 2008, establece un cronograma para la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) en Ecuador. En base a este cronograma la Sucursal debería, al estar a partir del año 2011 bajo una nueva modalidad contractual (Ver Nota 1), adoptar estas normas a partir del 1 de enero de 2011. A la fecha la Sucursal está evaluando su adopción.

Los estados financieros adjuntos son para uso exclusivo de la Gerencia de la Sucursal y para presentación a la Superintendencia de Compañías, Servicio de Rentas Internas y Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.

a) Efectivo en caja y bancos

Se encuentra registrado a su valor nominal.

b) Inventarios

Los inventarios se presentan al costo histórico utilizando el método promedio ponderado para la imputación de las salidas de dichos inventarios.

La Sucursal reconoce inventarios obsoletos únicamente cuando su destrucción es autorizada por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) (antes la Dirección Nacional de Hidrocarburos) en adelante la ARCH y cuando la misma haya sido debidamente legalizada ante un notario público.

c) Facilidades para almacenamiento y transporte de crudo, y otros

Las facilidades para almacenamiento y transporte de crudo corresponden a los activos fijos relacionados con el convenio firmado con Perenco (asumido desde el 17 julio 2009 por Petroamazonas EP), ver Nota 4 (1) y se encuentran registrados al costo menos la depreciación acumulada.

Los equipos, vehículos y otros se muestran al costo de adquisición, menos las correspondientes depreciaciones acumuladas.

La depreciación de las facilidades para almacenamiento y transporte de crudo y otros se registra con cargo a los resultados del año, utilizando la tasa que se considera adecuada siguiendo el método de la línea recta y con base en el convenio antes mencionado.

Las tasas de depreciación de las facilidades para almacenamiento y transporte de crudo, equipos, vehículos y otros se muestra, como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>Años</u>
Facilidades de almacenamiento y transporte de crudo	10
Equipos de oficina	10
Equipo de computación	3
Vehículos	5
Otros	<u>10</u>

d) Inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de EP Petroecuador

Las inversiones de exploración son reembolsables en un plazo de 5 años, hasta la fecha dichas inversiones ya han sido reembolsadas en su totalidad por EP Petroecuador. Durante los años 2010 y 2009 no se realizaron inversiones en exploración.

Las inversiones de desarrollo y producción son reembolsables en el plazo de 10 años, en alícuotas anuales iguales, pagaderas a partir del inicio de la fase de producción. En el caso de inversiones adicionales efectuadas durante la fase de producción, el reembolso se realizará durante los 10 años siguientes de efectuadas las inversiones, y si la duración del contrato en ese momento fuere menor a 10 años, el reembolso se efectuará en los años que falten para la terminación de dicho contrato, en alícuotas iguales.

De acuerdo con lo que establece el nuevo contrato prestación de servicios vigente a partir del 1 de enero de 2011 (Ver Nota 1) las inversiones no reembolsadas deberán ser amortizadas de acuerdo al método de unidades de producción aplicando el ratio de crudo producido a las áreas con reservas probadas de petróleo al inicio del año.

e) Proveedores y otros, cuenta por pagar Perenco y EP Petroecuador y pasivos acumulados

Se encuentran valuados al costo y no superan la estimación confiable del monto de la obligación.

f) Compañías relacionadas

Se encuentran valuadas a su valor nominal.

g) Provisiones

Se reconoce una provisión sobre costos reembolsables sólo cuando la Sucursal tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado y es probable que se requieran recursos para cancelar la obligación en un período no mayor a un año y se puede hacer un estimado confiable del monto de la obligación. Las provisiones se revisan a cada fecha del balance y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a esa fecha.

A la fecha la gerencia considera que las provisiones que se tienen registradas constituirían valores reembolsables por parte del Estado.

Las provisiones sobre pasivos contingentes probables serán reconocidas cuando exista una sentencia definitiva desfavorable para la Sucursal y se hayan agotado todos los recursos legales posibles.

h) Provisión por jubilación patronal y desahucio

El valor de la reserva para jubilación patronal se determina en base a un estudio actuarial, dicho estudio involucra la consideración de suposiciones sobre tasas de descuentos, variaciones en los sueldos y salarios, tasas de mortalidad, incremento en el monto mínimo de las pensiones jubilares, entre otros. Debido al largo plazo que caracteriza a la reserva para jubilación patronal, la estimación está sujeta a incertidumbres en las variables usadas para determinar dicha estimación.

El valor de la reserva para desahucio se determina en base a un estudio actuarial. Dicho estudio considera el veinticinco por ciento del equivalente a la última remuneración mensual del empleado por cada uno de los años de servicio prestados a la Sucursal.

La provisión para jubilación patronal y desahucio se registra con cargo a los costos y gastos reembolsables únicamente por el monto considerado como deducible de acuerdo a la normativa tributaria vigente.

i) Reserva de capital

Este rubro incluye los saldos de las cuentas Reserva por Revalorización del Patrimonio y Reexpresión Monetaria y la contrapartida de los ajustes por inflación y por corrección de brecha entre inflación y devaluación de las cuentas Capital y Reservas



originados en el proceso de conversión de los registros contables de sucres a dólares estadounidenses al 31 de marzo de 2000.

El saldo acreedor de la Reserva de Capital podrá capitalizarse en la parte que exceda las pérdidas acumuladas al cierre del ejercicio, previa aprobación de la Casa Matriz. Esta reserva no está disponible para distribución de ganancias a la Casa Matriz y podrá ser reintegrable a la Casa Matriz al liquidarse la Sucursal.

j) Ingresos por tasa de servicios

Los ingresos por tasa de servicios que se generan de acuerdo a los términos del contrato de riesgo de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos mencionado en la Nota 1, son reconocidos como ingresos de la Sucursal en el período en que se cobran, de acuerdo con la legislación tributaria vigente aplicable a estos contratos.

Al cobrar Agip Oil Ecuador B.V. (Casa Matriz) directamente de EP Petroecuador el factor financiero contenido en la tasa de servicios, la Sucursal registra dicha transacción en la cuenta con su Casa Matriz, mediante un débito y un crédito a resultados por el mismo importe.

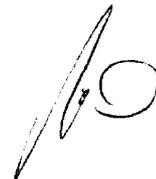
k) Participación de los trabajadores en las utilidades

La participación a trabajadores se carga a los resultados del año y se calcula aplicando el 15% sobre la utilidad impositiva de acuerdo con lo que establece el reglamento de contabilidad de costos para contratos de prestación de servicios.

De acuerdo con la ley de hidrocarburos publicada en el Suplemento del Registro Oficial No 244 del 27 de julio de 2010 se determina que los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera recibirán el 3% del porcentaje de utilidades y el 12% restante será pagado al Estado. En este sentido el Ministerio de Relaciones Laborales por medio del Acuerdo No. 80 determinó que por los días del año 2010 desde el 1 de enero al 26 de julio se pagará el porcentaje del 15% a los trabajadores y por los días restantes hasta el 31 de diciembre se pagará el 3% a los trabajadores y el 12% restante al Estado. (Ver Nota 9)

l) Impuesto a la renta

El impuesto a la renta se carga a los resultados del año por el método del impuesto a pagar y se calcula sobre el 44.4% de la



Notas a los estados financieros (continuación)

utilidad impositiva. A partir del año 2011 las tasa aplicable será del 25% de acuerdo a lo que establece el nuevo contrato (Ver nota 1).

m) Registros contables y unidad monetaria

Los registros contables de la Sucursal se llevan en Dólares de E.U.A., que es la moneda de curso legal adoptada en Ecuador

3. Inventarios

Los inventarios se formaban de la siguiente manera:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Tubería, cabezales y repuestos	11,614,877	7,565,009
Diesel	906,073	1,991,126
	<u>12,520,950</u>	<u>9,556,135</u>

4. Facilidades para almacenamiento y transporte de crudo, y otros

Las facilidades para almacenamiento y transporte de crudo y otros se formaba de la siguiente manera:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Facilidades para almacenamiento y transporte de crudo (1)	27,117,526	27,117,526
Equipo de oficina	26,940	16,361
Equipo de computación	21,727	10,826
Flota y equipos de transporte	75,791	75,791
Otros	42,701	42,701
	<u>27,284,685</u>	<u>27,263,205</u>
Depreciación acumulada	<u>(18,505,108)</u>	<u>(15,790,067)</u>
	<u>8,779,577</u>	<u>11,473,138</u>

(1) El 31 de agosto del 2003 la Sucursal firmó con Perenco (ex operadora del Bloque 21), un contrato de servicio de transporte de crudo, mediante el cual la Sucursal se compromete a transportar a través del oleoducto Villano-Baeza del Bloque 10 el crudo producido por Perenco, para lo cual y previo a la iniciación de las operaciones esta Compañía construyó las facilidades de almacenamiento y transporte de crudo necesarias para dicho transporte los cuales fueron adquiridos por la Sucursal generando el pasivo con dicha Compañía (Ver Nota 7). Este contrato consta de dos componentes que se mencionan a continuación:

Notas a los estados financieros (continuación)

- a) Componente A: Una cantidad que permita cubrir los costos de operación y servicios incurridos por la Sucursal más un porcentaje de utilidad razonable.
- b) Componente B: Una cantidad que cubra la depreciación de las facilidades para almacenamiento y transporte de crudo durante un período de diez años, reconociendo de esta forma un ingreso por este concepto.

Estos conceptos integraban la tarifa de transporte que la Sucursal cobraba a Perenco y a su vez generaba el flujo para cancelar el pasivo antes indicado. El 16 de julio de 2009, Perenco suspende sus operaciones en el Ecuador y la operación de sus campos es asumida por Petroamazonas EP (empresa pública) entidad que comunicó a la Sucursal el 28 de septiembre de 2009, que garantizará el pago de cualquier valor que se derive del contrato de transporte de petróleo crudo a partir del 17 de julio de 2009; sin embargo, desde que Petroamazonas EP asumió las operaciones, se encuentra suspendido y en negociación el pago de la tarifa correspondiente a la depreciación de las facilidades de almacenamiento y transporte de crudo, y por tanto la Sucursal no ha cancelado desde el 17 de julio de 2009 el pasivo que se muestra en la Nota 7.

Durante el año 2010 y 2009, la Sucursal facturó por el crudo transportado US\$ 1,764,938 y US\$ 3,626,627 respectivamente, generando una pérdida bruta por la operación de US\$ 2,396,794 y US\$ 243,990 una vez deducidos los costos operativos informados en el estado de resultados adjunto por US\$ 4,161,732 y US\$ 3,870,617 respectivamente.

El movimiento de facilidades para almacenamiento y transporte de crudo, y otros fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo al inicio	11,473,138	14,187,468
Adiciones netas	21,480	775
Depreciación del año	(2,715,041)	(2,715,105)
Saldo al final	<u>8,779,577</u>	<u>11,473,138</u>

5. Inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de EP Petroecuador

Las inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de EP Petroecuador se formaban de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

Al 31 de diciembre de 2010					
	Inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de EP Petroecuador		Inversiones pendientes de reembolso por EP Petroecuador (1), (2) y (3)		
	Montos invertidos	Montos reembolsados	Total	Corto plazo	Largo plazo
Exploración	85,728,024	(85,728,024)	-	-	-
Desarrollo					
1997	18,556,758	(18,556,758)	-	-	-
1998	195,337,685	(195,337,685)	-	-	-
1999	117,239,110	(117,239,110)	-	-	-
Producción					
1999	40,681,381	(40,681,381)	-	-	-
2000	52,265,238	(52,196,488)	68,750	-	68,750
2001	9,962,849	(8,897,814)	1,065,035	-	1,065,035
2002	61,163,344	(48,861,925)	12,301,419	-	12,301,419
2003	23,043,460	(16,061,672)	6,981,788	-	6,981,788
2004	17,044,322	(10,157,843)	6,886,479	-	6,886,479
2005	26,195,832	(13,029,165)	13,166,667	-	13,166,667
2006	56,066,433	(22,357,823)	33,708,610	-	33,708,610
2007	56,273,592	(18,276,239)	37,997,353	-	37,997,353
2008	28,737,549	(6,306,074)	22,431,475	-	22,431,475
2009	17,999,466	(2,209,532)	15,789,934	-	15,789,934
2010	75,664,833	-	75,664,833	-	75,664,833
	881,959,876	(655,897,533)	226,062,343	-	226,062,343
Otros	1,524,535	-	1,524,535	-	1,524,535
	<u>883,484,411</u>	<u>(655,897,533)</u>	<u>227,586,878</u>	<u>-</u>	<u>227,586,878</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

Al 31 de diciembre de 2009					
	Total inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de EP Petroecuador		Inversiones pendientes de reembolso por EP Petroecuador (2)		
	Montos invertidos	Montos reembolsados	Total	Corto plazo	Largo plazo
Exploración	85,728,024	(85,728,024)	-	-	-
Desarrollo					
1997	18,556,758	(18,556,758)	-	-	-
1998	195,337,685	(195,337,685)	-	-	-
1999	117,239,110	(117,239,110)	-	-	-
Producción					
1999	40,681,381	(40,681,381)	-	-	-
2000	52,265,238	(47,038,714)	5,226,524	5,226,524	-
2001	9,962,849	(7,970,279)	1,992,570	996,285	996,285
2002	61,163,344	(42,814,341)	18,349,003	6,116,334	12,232,669
2003	23,043,460	(13,826,076)	9,217,384	2,304,346	6,913,038
2004	17,044,322	(8,522,161)	8,522,161	1,704,432	6,817,729
2005	26,195,832	(10,478,333)	15,717,499	2,619,583	13,097,916
2006	56,066,433	(16,819,930)	39,246,503	5,606,643	33,639,860
2007	56,273,592	(12,235,573)	44,038,019	6,109,417	37,928,602
2008	28,737,549	(3,501,075)	25,236,474	3,501,070	21,735,404
2009	17,999,466	-	17,999,466	2,497,075	15,502,391
Total	806,295,043	(620,749,440)	185,545,603	36,681,709	148,863,894
Otros	1,524,535	-	1,524,535	732,432	792,105
Gastos por cobrar	-	-	-	4,449,825	-
	<u>807,819,578</u>	<u>(620,749,440)</u>	<u>187,070,138</u>	<u>41,863,966</u>	<u>149,655,999</u>

- (1) De acuerdo con lo que establece el nuevo contrato de servicios vigente a partir del 1 de enero de 2011 las inversiones no reembolsadas deberán ser amortizadas de acuerdo al método de unidades de producción aplicando el ratio de crudo producido a las áreas con las reservas probadas de petróleo al inicio del año.
- (2) De acuerdo con las auditorías realizadas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero "ARCH" (antes Dirección Nacional de Hidrocarburos "DNH") existen ciertos montos que han sido objetados y que se detallan en la Nota 16(a).

Notas a los estados financieros (continuación)

(3) A la fecha se encuentran pendientes las actas definitivas por el año que termino el 31 de diciembre de 2010 correspondientes al contrato que estuvo vigente hasta dicha fecha. De acuerdo con la gerencia de la Sucursal no existiría un efecto importante sobre los estados financieros.

Los movimientos de las inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de EP Petroecuador fueron:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo al inicio	191,519,965	230,650,951
Monto invertido en el año	75,664,833	17,999,466
Reembolsos recibidos en el año	(35,148,095)	(61,580,277)
Gastos y otros ajustes	(4,449,825)	4,449,825
Saldo al final	<u>227,586,878</u>	<u>191,519,965</u> (4)

(4) Al 31 de diciembre de 2009 incluye las inversiones de corto plazo por US\$ 41,863,966 que fueron reembolsadas en el año 2010.

6. Compañías relacionadas

Los saldos con compañías relacionadas se formaban de la siguiente manera:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<u>Cuentas por cobrar</u>		
Casa Matriz (Agip Oil Ecuador B.V. – Holanda) (1)	107,192,244	82,884,107
Compañías Relacionadas del exterior (2)	228,929	622,496
	<u>107,421,173</u>	<u>83,506,603</u>
<u>Cuentas por pagar</u>		
Compañías relacionadas del exterior (3)	3,821,789	2,611,120
Compañías relacionadas locales (4)	2,565,012	1,276,577
	<u>6,386,801</u>	<u>3,887,697</u>

(1) Los movimientos del saldo con casa matriz fueron:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo al inicio	82,884,107	197,975,013
Avances de efectivo	(182,481,742)	(201,867,413)
Dividendos pagados	(45,579,000)	(141,603,000)
Reembolsos efectuados por EP Petroecuador de Inversiones de costos, gastos y pagos de tasas de servicio	252,477,280	229,626,444
Otros	(108,401)	(1,246,937)
Saldo al final	<u>107,192,244</u>	<u>82,884,107</u>

(2) Los movimientos del saldo por cobrar con compañías relacionadas del exterior fueron:

	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Servicios prestados</u>	<u>Cobros</u>	<u>Reembolsos Estimados</u>	<u>Saldos al final</u>
2010					
ENI E&P	438,352	285,492	(288,609)	(259,451)	175,784
Burren Resources	85,726	68,143	(68,143)	(68,143)	17,583
En Servizi – Sieco	-	-	-	14,431	14,431
Eni U.K. Limited	-	12,371	-	8,760	21,131
Eni Dacion	98,418	-	-	(98,418)	-
Eni Algeria	-	11,806	(11,806)	-	-
Eni Venezuela	-	108,585	(108,585)	-	-
	<u>622,496</u>	<u>486,397</u>	<u>(477,143)</u>	<u>(402,821)</u>	<u>228,929</u>

	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Servicios prestados</u>	<u>Cobros</u>	<u>Reembolsos Estimados</u>	<u>Saldos al final</u>
2009					
ENI E&P	416,365	406,520	(482,473)	97,940	438,352
Burren Resources	214,772	283,952	(266,370)	(146,628)	85,726
En US Operating	5,498	5,498	(5,498)	(5,498)	-
Eni Oil Do Brasil	10,655	-	-	(10,655)	-
Eni Dacion	-	-	-	98,418	98,418
	<u>647,290</u>	<u>695,970</u>	<u>(754,341)</u>	<u>33,577</u>	<u>622,496</u>

(3) Los movimientos del saldo por pagar con compañías relacionadas del exterior fueron:

Notas a los estados financieros (continuación)

	Saldos al inicio	Servicios facturados	Pagos	Provisiones	Saldos al final
2010					
ENI S.p.A Divisione E&P (a)	2,427,236	1,934,938	(2,476,914)	1,787,235	3,672,495
ENI Internatinal Resources (b)	67,263	226,757	(244,694)	(11,387)	37,939
SIECO (Eni-Servizi) (b)	32,964	1,254,202	(1,254,202)	13,968	46,932
Eni Tunisia	-	-	-	6,451	6,451
ENI US Operating	77,839	57,540	(57,540)	(19,867)	57,972
ENI India	-	14,871	(14,871)	-	-
Banque ENI	-	5,380	(5,380)	-	-
Otros (Grantour)	5,818	35,545	(41,363)	-	-
	<u>2,611,120</u>	<u>3,529,233</u>	<u>(4,094,964)</u>	<u>1,776,400</u>	<u>3,821,789</u>

	Saldos al inicio	Servicios facturados	Pagos	Provisiones	Saldos al final
2009					
ENI S.p.A Divisione E&P (a)	2,540,247	2,447,003	(2,021,331)	(538,683)	2,427,236
ENI Internatinal Resources (b)	70,772	231,332	(228,971)	(5,870)	67,263
SIECO (Eni-Servizi) (b)	15,954	1,085,671	(1,085,671)	17,010	32,964
Eni Oil Do Brasil	53,100	34,357	(34,357)	(53,100)	-
ENI US Operating	155,188	116,394	(116,394)	(77,349)	77,839
Otros	15,995	32,173	(26,281)	(16,069)	5,818
	<u>2,851,256</u>	<u>3,946,930</u>	<u>(3,513,005)</u>	<u>(674,061)</u>	<u>2,611,120</u>

(a) Corresponde principalmente a la provisión de servicios profesionales de asesoría técnica en las operaciones de exploración y explotación en el Bloque 10.

(b) Corresponde principalmente a la provisión de salarios del personal expatriado incurridos en las operaciones de la Sucursal.

(4) Los movimientos del saldo por pagar con compañías relacionadas locales fueron:

	Saldos al inicio	Servicios facturados	Pagos	Provisiones	Saldos al final
2010					
Petrex S.A. – Sucursal Ecuador (a)	<u>1,276,577</u>	<u>13,275,811</u>	<u>(12,200,469)</u>	<u>213,093</u>	<u>2,565,012</u>
	Saldos al inicio	Servicios facturados	Pagos	Provisiones	Saldos al final
2009					
Petrex S.A. – Sucursal Ecuador (a)	<u>56,258</u>	<u>1,011,360</u>	<u>(757,281)</u>	<u>966,240</u>	<u>1,276,577</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

- (a) Durante el 2009, Petrex S.A. - Sucursal Ecuador firmó un contrato con la Sucursal para la prestación de servicios de perforación de pozos en el Bloque 10.

Las transacciones de la Sucursal con compañías relacionadas, se encuentran registradas a valores convenidos entre las partes.

7. Cuenta por pagar Perenco

El movimiento de la cuenta por pagar Perenco fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo al Inicio	12,963,444	14,157,949
Pagos	-	,194,505)
Anticipos realizados	<u>(125,768)</u>	<u>-</u>
	12,837,676 (1)	12,963,444 (1)
Porción corriente de la deuda a largo plazo (2)	<u>(4,130,350)</u>	<u>(4,256,118)</u>
	<u>8,707,326</u>	<u>8,707,326</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 esta deuda no se encontraba garantizada ni generaba intereses.

(2) Hasta el 31 de diciembre de 2009 el valor de la porción corriente se estimaba en función de la depreciación de los activos a una tasa anual del 10%. A partir del 17 de julio de 2009, la facturación correspondiente a las alícuotas de depreciación fueron suspendidas mientras la gerencia de la Sucursal logre un acuerdo con Petroamazonas EP y el Estado Ecuatoriano, para establecer nuevas tarifas de transporte, que permitan cubrir esta obligación tanto en el corto como el largo plazo. La tarifa definitiva a la fecha se encuentra en negociación (Ver Nota 4).

8. Cuenta por pagar EP Petroecuador

La cuenta por pagar EP Petroecuador se formaban de la siguiente manera:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Sobrelevante de crudo (1)	<u>15,004,131 (1)</u>	<u>6,023,794 (2)</u>

(1) Corresponde a la posición de levante que ha sido determinada con respecto a la liquidación provisional de EP Petroecuador. La liquidación definitiva

Notas a los estados financieros (continuación)

hasta la fecha se encuentra en proceso y de acuerdo con la gerencia no se espera que existan variaciones importantes.

- (2) Corresponde a la posición neta de levantes de crudo al mes de diciembre de 2009 que fueron liquidados en el año 2010.

9. Pasivos acumulados

Los saldos de pasivos acumulados se formaban de la siguiente manera:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Obligaciones laborales	967,385	777,218
Participación a trabajadores (1)	<u>22,850,866</u>	<u>17,156,953</u>
	<u>23,818,251</u>	<u>17,934,171</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2010 la porción de la participación a trabajadores que corresponde a los empleados fue por US\$ 15,030,792 y al Estado Ecuatoriano por US\$ 7,820,074 de acuerdo a la reforma a la Ley de Hidrocarburos mencionada en la Nota 2 (k). Por el año 2009 la totalidad de la participación a trabajadores fue liquidada a los empleados de la Sucursal.

El movimiento de los pasivos acumulados durante el año 2010 fue como sigue:

	<u>Saldo al 31.12.09</u>	<u>Provi- siones</u>	<u>Pagos</u>	<u>Saldo al 31.12.10</u>
Obligaciones laborales	777,219	3,878,033	(3,687,867)	967,385
Participación a trabajadores	<u>17,156,952</u>	<u>22,850,866</u>	<u>(17,156,952)</u>	<u>22,850,866</u>
	<u>17,934,171</u>	<u>26,728,899</u>	<u>(20,844,820)</u>	<u>23,818,251</u>

El movimiento de los pasivos acumulados durante el año 2009 fue como sigue:

	<u>Saldo al 31.12.08</u>	<u>Provi- siones</u>	<u>Pagos</u>	<u>Saldo al 31.12.09</u>
Obligaciones laborales	786,867	3,143,934	(3,153,582)	777,219
Participación a trabajadores	<u>43,295,598</u>	<u>17,156,953</u>	<u>(43,295,599)</u>	<u>17,156,952</u>
	<u>44,082,465</u>	<u>20,300,887</u>	<u>(46,449,181)</u>	<u>17,934,171</u>

10. Impuestos por pagar

Los saldos de impuestos por pagar se formaban de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Impuestos indirectos	477,684	482,540
Investigación tecnológica	731,282	541,711
Impuesto a la renta (Ver Nota 13 (d))	28,558,315	13,627,719
	<u>29,767,281</u>	<u>14,651,970</u>

11. Dividendos pagados

Mediante Resolución del Directorio de la Casa Matriz de 20 de abril de 2010 y 9 de abril de 2009 se resolvió repartir utilidades dividendos por US\$ 45,579,000 y US\$ 141,603,000 respectivamente.

12. Reinversión de utilidades

La Ley de Hidrocarburos establece que las entidades que hayan firmado contratos de riesgo de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos están obligadas a reinvertir un mínimo del 10% de sus utilidades netas, según los resultados de los estados financieros.

El 31 de diciembre de 2010 y 2009 la Sucursal transfirió US\$ 24,267,908 y US\$ 24,267,909 respectivamente del rubro reinversión de utilidades al rubro utilidades de libre distribución para liberar el valor de las inversiones sobre las cuales EP Petroecuador ha realizado reembolsos. Este valor, más las utilidades acumuladas a dicha fecha se encuentran disponibles para ser remesadas a la Casa Matriz.

13. Impuesto a la Renta

(a) Situación fiscal

La Sucursal ha sido fiscalizada hasta el año 2006, ver Nota 16 (b), y con fecha 5 de agosto de 2010 se recibió la orden de determinación por el año 2007 proceso que a la fecha se encuentra en trámite.

De acuerdo con disposiciones legales, la autoridad tributaria tiene la facultad de revisar las declaraciones del impuesto a la renta de la Sucursal, dentro del plazo de hasta tres años posteriores contados a partir de la fecha de presentación de la declaración del impuesto a la renta, siempre y cuando haya cumplido oportunamente con las obligaciones tributarias. A la fecha todavía se encuentran abiertos los periodos 2007 al 2010.

(b) Tasa de impuesto

Hasta el 31 de diciembre de 2010 el impuesto a la renta se calcula a una tasa del 44.4% sobre las utilidades tributables de

Notas a los estados financieros (continuación)

acuerdo a lo establecido en el contrato de prestación de servicios vigente hasta el 31 de diciembre de 2010, los resultados de operaciones que no corresponden al contrato son liquidadas a la tasa de 25%.

A partir del año 2011 el impuesto a la renta se calculará a una tasa del 25% sobre las utilidades tributables (Véase Nota 13 (e)).

(c) Dividendos en efectivo

Son exentos del impuesto a la renta los dividendos pagados a sociedades locales y a sociedades del exterior que no estén domiciliadas en paraísos fiscales.

(d) Conciliación del resultado contable-tributario

Las partidas que principalmente afectaron la utilidad contable con la utilidad gravable de la Sucursal, para la determinación del impuesto a la renta fueron las siguientes:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Utilidad antes de provisión para impuesto a la renta	129,488,239	97,222,734
Pérdida originada en operaciones de almacenamiento y transporte de crudo no correspondientes al contrato de prestación de servicios del Bloque 10 (Ver Nota 4 (1))	2,396,794	243,990
Participación a trabajadores correspondientes a operaciones de almacenamiento y transporte de crudo	<u>(359,518)</u>	<u>(36,598)</u>
Base imponible	131,525,515	97,430,126
Tasa de impuesto (%)	<u>44.4%</u>	<u>44.4%</u>
Impuesto causado	<u>58,397,329</u>	<u>43,258,976</u>

La determinación del saldo del impuesto a la renta por pagar fue la siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Impuesto a la renta causado	58,397,329	43,258,976
Retenciones en la fuente	16,036,261	7,826,735
Anticipos de impuesto a la renta	<u>13,802,753</u>	<u>21,804,522</u>
Impuesto a la renta por pagar (Ver Nota 10)	<u>28,558,315</u>	<u>13,627,179</u>

(e) **Reformas tributarias**

En el Suplemento al Registro Oficial No. 351 del 29 de diciembre de 2010, se expidió el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, el cual incluye reformas tributarias que establecen incentivos fiscales a las inversiones. El resumen de los principales incentivos es el siguiente:

• **Tasa de impuesto a la renta**

Reducción de la tasa del impuesto a la renta de manera progresiva:

Año 2011	24%
Año 2012	23%
Año 2013 en adelante	22%

Adicionalmente, los contribuyentes administradores u operadores de una Zona Especial de Desarrollo Económico (ZEDE) tendrán una rebaja adicional de 5 puntos porcentuales en la tasa del impuesto a la renta.

• **Cálculo del impuesto a la renta**

Para el cálculo del impuesto a la renta, serán deducibles adicionalmente los siguientes rubros:

- Gastos incurridos por empresas medianas en capacitación técnica dirigida a investigación, desarrollo e innovación tecnológica, gastos en la mejora de productividad, gastos de viaje, estadía y promoción comercial para el acceso a mercados internacionales.
- Depreciación y amortización de adquisiciones de maquinarias y equipos y tecnologías destinadas a la implementación de producción más limpia, generación de energías renovables, la reducción del impacto ambiental de la actividad productiva y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Incremento neto de empleos por un periodo de cinco años, cuando se trate de nuevas inversiones en zonas económicamente deprimidas y de frontera y se contrate a trabajadores residentes en dichas zonas.

• **Pago del impuesto a la renta y su anticipo**

- Exoneración del pago del impuesto a la renta durante cinco años, para las sociedades que se constituyan a partir de la vigencia de este Código, así como también las sociedades nuevas que se constituyan por sociedades existentes, siempre y cuando las

inversiones nuevas y productivas se realicen fuera de las jurisdicciones urbanas de los cantones Quito o Guayaquil y dentro de ciertos sectores económicos.

- Diferimiento del pago del impuesto a la renta y de su anticipo hasta por cinco años, con el correspondiente pago de intereses, para las sociedades que transfieran por lo menos el 5% de su capital accionario a favor de al menos el 20% de sus trabajadores.

- Se excluirá en el cálculo del anticipo del impuesto a la renta, adicionalmente los gastos incrementales por generación de nuevo empleo o mejora de la masa salarial, así como la adquisición de nuevos activos destinados a la mejora de la productividad e innovación tecnológica, y en general aquellas inversiones y gastos efectivamente realizados, relacionados con los beneficios tributarios para el pago del impuesto a la renta que reconoce el Código Orgánico de la Producción para las nuevas inversiones.

- **Retención en la fuente del impuesto a la renta**

En los pagos al exterior realizados por las sociedades, aplicarán la tasa de impuesto a la renta determinada para la sociedad como porcentaje de retención en la fuente del impuesto a la renta sobre dichos pagos.

Exoneración de la retención en la fuente del impuesto a la renta para los pagos por intereses de créditos externos y líneas de crédito registrados y que devenguen intereses a las tasas establecidas por el Banco Central del Ecuador, otorgados por instituciones financieras del exterior, debidamente establecidas y que no se encuentren domiciliadas en paraísos fiscales.

- **Impuesto a la Salida de Divisas (ISD)**

Exoneración del impuesto a la salida de divisas para los pagos realizados al exterior, por amortización de capital e intereses generados sobre créditos otorgados por instituciones financieras internacionales, con un plazo mayor a un año, destinados al financiamiento de inversiones previstas en el Código Orgánico de la Producción y que devenguen intereses a las tasas referenciales; y, los pagos realizados al exterior por parte de administradores y operadores de las Zonas Especiales de Desarrollo Económico (ZEDE).

14. Garantías

La Sucursal mantiene vigentes al 31 de diciembre de 2010 garantías bancarias por US\$ 14,182,960, de las cuales US\$ 11,348,244 son a favor del Tribunal Fiscal en relación a la impugnación de las Actas de re determinación efectuadas por el Servicio de Rentas Internas (Véase Nota 16 (b)) y US\$ 2,834,716 correspondientes a garantías entregadas para protección del medio ambiente.

15. Reserva para jubilación e indemnización

(a) Reserva para jubilación patronal

Mediante resolución publicada en Registro Oficial No. 421 del 28 de enero de 1983, la Corte Suprema de Justicia dispuso que los trabajadores tienen derecho a la jubilación patronal, mencionada en el Código del Trabajo, sin perjuicio de la que les corresponda según la Ley de Seguro Social Obligatorio. De conformidad con lo que menciona el Código del Trabajo, los empleados que por veinticinco años o más hubieren prestado servicios continuada o interrumpidamente, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores. Adicionalmente, los empleados que a la fecha de su despido hubieren cumplido veinte años, y menos de veinticinco años de trabajo continuo o interrumpido, tendrán derecho a la parte proporcional de dicha jubilación.

Con fecha 2 de julio del 2001 en el Suplemento del Registro Oficial No. 359 se publicó la reforma al Art. 219 del Código del Trabajo, mediante el cual se aprobaron los montos mínimos mensuales por pensiones jubilares.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 la Sucursal ha cubierto el 100% de la reserva necesaria deducible para efectos de impuesto a la renta que considera únicamente empleados con más de 10 años de servicio, de acuerdo con el estudio actuarial.

El movimiento de la reserva para jubilación patronal fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo al inicio	596,910	450,876
Provisiones	<u>134,188</u>	<u>146,034</u>
Saldo final	<u>731,098</u>	<u>596,910</u>

(b) Reserva para desahucio

De acuerdo con el Código del Trabajo, la Sucursal tiene un pasivo por indemnizaciones con los empleados que se separen

Notas a los estados financieros (continuación)

bajo ciertas circunstancias. Una parte de este pasivo probablemente no será exigible por la separación voluntaria de algunos empleados.

El movimiento de la reserva para desahucio deducible para efectos de impuesto a la renta fue:

	2010	2009
Saldo al inicio	131,368	43,156
Provisiones, netas	<u>167,826</u>	<u>88,212</u>
Saldo final	<u>299,194</u>	<u>131,368</u>

16. Contingencias

(a) Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero "ARCH" (antes Dirección Nacional de Hidrocarburos "DNH")

Al 31 de diciembre de 2010 está pendiente de revisión por parte de la ARCH las Inversiones, Costos y Gastos incurridos en el año 2010. La ARCH es el ente responsable de auditar y ratificar las inversiones, costos y gastos sujetos a reembolso, así como los valores recibidos por la Contratista como pago por la tasa de servicios, las principales observaciones desde los años que se encuentran objetados se resumen a continuación:

Año	Objeto de la Contingencia	
	Costos o inversiones considerados no reembolsables	Costos que debieron ser considerados inversiones
2005	16,532,565 (1)	1,226,232
2006	2,703,358	298,303
2007	1,606,131	870,276
2008	17,651,582 (2)	904,196
2009	<u>174,621</u>	<u>2,972,832</u>
Total	<u>38,668,257</u>	<u>6,271,839</u>

(1) Corresponde principalmente a objeciones técnicas en la perforación del Villano 13H, según informe técnico presentado por la Coordinación de Hidrocarburos y a stand by en la perforación del pozo Villano 14H.

(2) Corresponde principalmente a objeciones técnicas en la perforación del Villano 16H, de acuerdo con informe técnico emitido por la Coordinación de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Notas a los estados financieros (continuación)

En relación a los resultados de las auditorías realizadas por la ARCH la Sucursal ha presentado su recurso de apelación ante el Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, y debido a que el Ministerio no cumplió el plazo de respuesta se ha considerado un silencio administrativo positivo a favor de la Sucursal. De acuerdo con la gerencia y sus asesores legales existen argumentos sólidos a favor de la Sucursal. En adición de acuerdo con la gerencia, bajo el nuevo contrato (Ver nota 1) estos valores serán amortizados como parte de la inversión y se considerarán deducibles para el impuesto a la renta. A la fecha la resolución final de este asunto se encuentra pendiente.

(b) Servicio de Rentas Internas

La Sucursal mantiene los siguientes asuntos tributarios pendientes correspondientes a los ejercicios económicos comprendidos entre los años 2000 a 2006. A continuación se presenta un resumen de impuesto a la renta adicional determinado por el Servicio de Rentas Internas en cada uno de los años fiscalizados:

<u>Año</u>	<u>Monto</u> <u>Objetado</u>	<u>Recargo</u> <u>Adicional</u>	<u>Fecha de Acta de</u> <u>Determinación</u>
<u>Cifras expresadas en MUS\$</u>			
2000	9.10	-	9 de septiembre de 2005 re-determinadas el 16 de Julio de 2007
2001	10.70	-	9 de septiembre de 2005 re-determinadas el 16 de Julio de 2007
2002	6.20	-	9 de septiembre de 2005 re-determinadas el 16 de Julio de 2007
2003	2.80	-	9 de septiembre de 2005 re-determinadas el 16 de Julio de 2007
2004	5.40	1.07	27 de noviembre de 2008
2005	11.91	2.38	20 de marzo de 2009
2006	9.94	1.98	4 de noviembre de 2009
	<u>56.05</u>	<u>5.43</u>	(*)

(*) Estos montos no incluyen intereses y multas.

Hasta el año 2007 conforme a lo dispuesto por la ley de régimen tributario vigente a esa fecha la Sucursal calculaba el impuesto a la renta a una tasa del 44.4%, y el 25% sobre la porción de las utilidades que se reinvertían. Sin embargo, de acuerdo a las determinaciones presentadas por el Servicio de Rentas Internas dicha tasa preferencial sobre las utilidades reinvertidas no debía haber sido aplicada debido a que de acuerdo con su criterio no

Notas a los estados financieros (continuación)

aplicaba al contrato que mantenía la Sucursal. La Sucursal ha impugnado dichas determinaciones ante el tribunal fiscal.

El monto objetado de las determinaciones del 2000 al 2002 asciende aproximadamente a US\$ 26,000,000 (sin intereses y multas), y de acuerdo con la gerencia y sus asesores legales consideran que existen argumentos legales sólidos a favor de la Sucursal principalmente por el hecho de que todas las normas legales y reglamentarias avalaban lo actuado por la Sucursal y en dichos años mantenía pleno derecho en aplicar la tarifa reducida del impuesto a la renta y se considera que una resolución a favor de la Sucursal es posible, sin embargo la resolución final a la fecha se encuentra pendiente.

A partir del año 2003 entró en vigencia una disposición reglamentaria que determinó que la tasa preferencial no sería aplicable a las compañías con contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos y que de acuerdo con la gerencia y sus asesores legales sería contradictoria a la Ley de Régimen Tributario Interno vigente hasta el año 2007 y al Contrato de Servicios vigente hasta el año 2010. El monto objetado por los años 2003 al 2006 asciende aproximadamente a US\$ 35,480,000 (sin intereses y multas), y adicionalmente el impuesto a la renta a pagar de aproximadamente US\$ 7,680,000 (sin intereses y multas) que correspondería al año 2007 (año que a la fecha se encuentra en proceso de revisión por parte del Servicio de Rentas Internas). De acuerdo con la gerencia y sus asesores legales existen argumentos legales a favor de la Sucursal, sin embargo considerando lo antes mencionado y especialmente por factores externos no controlables disminuiría la posibilidad de una sentencia favorable para la Sucursal. A la fecha la resolución final de este asunto es incierta.

A partir del año 2008 la Sucursal ha liquidado su impuesto a la renta a una tasa del 44.4% debido a que a partir de dicho año entró en vigencia la nueva ley de régimen tributario interno que indica la no aplicabilidad de tomar una tasa preferencial para empresas que tienen contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

(c) Juicios Laborales

Al 31 de diciembre de 2010 la Sucursal mantiene juicios laborales por un monto de US\$ 4,892,655 (sin intereses) relacionados con repartos de utilidades a trabajadores que se encontraban contratados bajo el sistema de intermediación o tercerización, cuando estas formas de contratación estaban permitidas por la Ley.

Notas a los estados financieros (continuación)

La Sucursal ha impugnado estos juicios ante el Tribunal Contencioso Administrativo.

De acuerdo con la gerencia y sus asesores legales existen argumentos sólidos a favor de la Sucursal, sin embargo consideran que de acuerdo con el entorno laboral y otros factores se disminuiría la posibilidad de una resolución favorable para la Sucursal. A la fecha la resolución final de este asunto es incierta.

17. Reclasificación de cifras del año 2009

Ciertas cifras de los estados financieros del año 2009, han sido reclasificadas para hacerlas comparables con la presentación de los estados financieros del año 2010.