

PricewaterhouseCoopers
del Ecuador Cía. Ltda.
Almagro N32-48 y Whympet
Casilla: 17-21-1915
Quito - Ecuador
Teléfono: (593) 2 2562288
Fax: (593) 2 2567010

Señores
Superintendencia de Compañías
Ciudad

Quito, 20 de abril del 2010

Expediente No. 86185

De mis consideraciones:

De acuerdo con disposiciones vigentes adjunto a la presente un ejemplar del informe de auditoría sobre los estados financieros de **Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador)** por el año terminado el 31 de diciembre del 2009.

Atentamente,


Oscar Flores

Adjunto:
lo indicado



AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS FINANCIEROS - Base de impuesto a la renta

31 DE DICIEMBRE DEL 2009 Y 2008

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS FINANCIEROS - Base de impuesto a la renta

31 DE DICIEMBRE DEL 2009 Y 2008

INDICE

Informe de los auditores independientes

Estados de activos y pasivos - Base de impuesto a la renta

Estados de ingresos y gastos - Base de impuesto a la renta

Estados de cambios en el patrimonio - Base de impuesto a la renta

Estados de flujos de efectivo - Base de impuesto a la renta

Notas a los estados financieros - Base de impuesto a la renta



Abreviaturas usadas:

US\$	-	Dólares estadounidenses
SRI	-	Servicio de Rentas Internas
DNH	-	Dirección Nacional de Hidrocarburos
PETROECUADOR	-	Empresa Estatal Petróleos del Ecuador
PERENCO	-	Perenco Ecuador Limited

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al señor Representante Legal

**Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)**

Quito, 16 de abril del 2010

Informe sobre los estados financieros

1. Hemos auditado los estados de activos y pasivos (Base de impuesto a la renta) adjuntos de Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) al 31 de diciembre del 2009, los correspondientes estados (Base de impuesto a la renta) de ingresos y gastos, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo, por el año terminado en esa fecha, así como un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Administración de la Sucursal por los estados financieros

2. La Administración de Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Ecuatorianas de Contabilidad. Esta responsabilidad incluye el diseño, la implementación, y el mantenimiento de controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de forma que estos no estén afectados por distorsiones significativas, sean éstas causadas por fraude o error, mediante la selección y aplicación de políticas contables apropiadas y la elaboración de estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Bases de preparación de los estados financieros - Base impuesto a la renta

3. Tal como se explica más ampliamente en la Nota 3, la Sucursal prepara sus estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, modificados de acuerdo a la legislación tributaria vigente en lo que respecta a la contabilización de los ingresos por servicios petroleros, amortización de gastos preoperativos y reconocimiento en resultados de los costos no reembolsables. Según lo normado por la legislación y reglamentación tributaria vigente para la determinación del Impuesto a la renta de los contribuyentes que operan bajo contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, la Sucursal registra los ingresos por el factor utilidad de la tasa de servicios al momento de recibir el pago correspondiente; por este mismo motivo, la amortización de los gastos preoperativos es contabilizada en función del cobro del factor utilidad de la tasa de servicios y los costos no reembolsables son

Al señor Representante Legal
Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)
Quito, 16 de abril del 2010

reconocidos en los resultados cuando se cumplen las condiciones para su deducción para fines del cálculo del impuesto a la renta.

Responsabilidad del auditor

4. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener certeza razonable de que los estados financieros no están afectados por distorsiones significativas. Una auditoría comprende la aplicación de procedimientos destinados a la obtención de la evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor e incluyen la evaluación del riesgo de distorsiones significativas en los estados financieros por fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos de la Sucursal, relevantes para la preparación y presentación razonable de sus estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría adecuados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también comprende la evaluación de que los principios de contabilidad utilizados son apropiados y de que las estimaciones contables hechas por la Administración son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para expresar nuestra opinión de auditoría.

Opinión

5. En nuestra opinión los estados financieros arriba mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) al 31 de diciembre del 2009 y los correspondientes estados (Base de impuesto a la renta) de ingresos y gastos, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las bases contables descritas en la Nota 3.

Asuntos que requieren énfasis

Sin calificar nuestra opinión, llamamos la atención respecto de los siguientes asuntos:

6. Como se explica en la Nota 4, debido a las características de la operación, la Sucursal contabiliza ciertas operaciones con base en liquidaciones preliminares elaboradas junto con PETROECUADOR a partir de los datos contables del Bloque 10, los cuales deben ser revisados y aprobados por las autoridades pertinentes. A la fecha, se encuentran pendientes de reliquidación los reembolsos de inversiones de exploración y desarrollo, costos y gastos y

Al señor Representante Legal
Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)
Quito, 16 de abril del 2010

la tasa de servicios devengada en el año 2009 y no se ha recibido aún el informe conteniendo los resultados de la revisión efectuada por la DNH sobre las operaciones del 2008 y 2009. Por esta razón no es posible en estos momentos determinar el monto definitivo de dichas liquidaciones, y cuyo resultado afectaría a los estados financieros del año en que se conozcan dichas resoluciones.

7. El 22 de diciembre del 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 del 2009 en el Registro de Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables – DNH, y en vigencia a partir del 1 de enero del 2010. Este contrato deberá ser reemplazado por un nuevo modelo de contrato en el plazo de un año. Las principales condiciones incorporadas al Contrato Principal y que rigen para el año 2010, son las siguientes: (i) reemplazo del 15% de 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 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 y a la ejecución de un plan de actividades en el Área del Contrato por un monto no menor a US\$125 millones. De no existir acuerdo sobre los términos y condiciones de la nueva modalidad contractual, el plan de actividades quedaría sin efecto y el plazo y condiciones del contrato modificatorio permanecerían vigentes hasta el año 2017.

Párrafo de restricción

8. Con base en lo explicado en el párrafo 3 anterior, el presente informe es para uso exclusivo de la Administración de la Sucursal y para presentación a la Superintendencia de Compañías, Servicio de Rentas Internas y Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.



No. de Registro en la
Superintendencia de
Compañías: 011



Carlos R. Cruz
Socio
No. de Licencia
Profesional: 25984

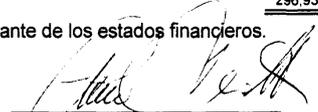
**AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)**

**ESTADOS DE ACTIVOS Y PASIVOS - Base de Impuesto a la Renta
31 DE DICIEMBRE DEL 2009 Y 2008
(Expresados en dólares estadounidenses)**

<u>Activo</u>	<u>Referencia a Notas</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>Pasivo y patrimonio</u>	<u>Referencia a Notas</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE			
Caja y bancos		122,240	151,712	Proveedores y otros		18,429,956	15,591,459
Cuentas por cobrar				Pasivo corto plazo			
PETROECUADOR	4	41,863,966	62,160,206	Compañías relacionadas	8	3,887,697	2,907,514
Casa Matriz y compañías relacionadas	8	83,506,603	199,223,021	PERENCO	9	4,256,118	2,711,753
Otros		661,540	1,172,769	PETROECUADOR	7	6,023,794	3,834,158
		<u>126,032,109</u>	<u>262,555,996</u>			<u>14,167,609</u>	<u>9,453,425</u>
Gastos pagados por anticipado		26,787	27,283	Pasivos acumulados			
				Beneficios sociales	10	17,934,171	44,082,466
Total del activo corriente		126,181,136	262,734,991	Impuestos por pagar	10	14,651,970	63,010,213
				Ingresos Anticipados		-	187,236
INVENTARIOS	5	9,556,135	9,280,182			<u>32,586,141</u>	<u>107,279,915</u>
ACTIVOS FIJOS	6	11,473,138	14,187,468	Total del pasivo corriente		65,183,706	132,324,799
INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUAC	4	149,655,999	168,490,745	PASIVO LARGO PLAZO			
				PERENCO	9	8,707,326	11,446,196
OTROS ACTIVOS		69,689	69,380	Empleados		728,278	494,032
		<u>296,936,097</u>	<u>454,762,766</u>	PATRIMONIO		<u>9,435,604</u>	<u>11,940,228</u>
				(Véanse estados adjuntos)		222,316,787	310,497,739
						<u>296,936,097</u>	<u>454,762,766</u>

Las notas explicativas anexas 1 a 14 son parte integrante de los estados financieros.


Sr. Sandro Gruttadauria
Representante Legal


Sr. Silvano Alborghetti
Gerente Financiero

**AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)**

**ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS - Base de Impuesto a la Renta
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009 Y 2008**
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2009	2008
<u>Ingresos</u>			
Tasa de servicios		115,079,321	287,753,864
Servicio de transporte de crudo	6	<u>3,626,627</u>	<u>4,970,592</u>
		<u>118,705,948</u>	<u>292,724,456</u>
<u>Gastos</u>			
No reembolsables		(455,644)	(375,180)
Gastos operativos (servicio de transporte de crudo)	6	(3,870,617)	(3,711,951)
Gravamen a la actividad petrolera		-	(1)
		<u>(4,326,261)</u>	<u>(4,087,132)</u>
Utilidad antes de participación de los trabajadores en las utilidades y del impuesto a la renta		114,379,687	288,637,324
Participación de los trabajadores en las utilidades	10	(17,156,953)	(43,295,599)
Impuesto a la renta		(43,258,976)	(108,724,176)
Investigación tecnológica (1%)		<u>(541,711)</u>	<u>(1,358,152)</u>
Utilidad neta del año		<u>53,422,047</u>	<u>135,259,397</u>

Las notas explicativas anexas 1 a 14 son parte integrante de los estados financieros.



Sr. Sandro Gruttadauria
Representante Legal



Sr. Silvano Alborghetti
Gerente Financiero

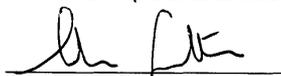
**AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)**

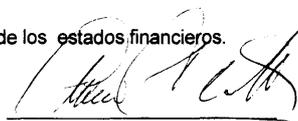
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO - Base de Impuesto a la Renta
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009 Y 2008
(Expresados en dólares estadounidenses)**

	Capital asignado	Reserva Legal	Reserva de Capital	Utilidades Acumuladas		Total
				Reinversión de utilidades (1)	Utilidades de libre distribución	
Saldos al 1 de enero del 2008	2,000	1,000	4,315,708	170,891,434	92,828,201	268,038,343
Utilidad neta del 2008	-	-	-	-	135,259,397	135,259,397
Pago de utilidades acumuladas de acuerdo con la Resolución del Directorio de la Casa Matriz del 9 de abril del 2008	-	-	-	-	(92,800,000)	(92,800,000)
Reclasificación de utilidades de libre distribución	-	-	-	(21,565,522)	21,565,522	-
Saldos al 31 de diciembre del 2008	2,000	1,000	4,315,708	149,325,912	156,853,120	310,497,740
Utilidad neta del año del 2009					53,422,047	53,422,047
Pago de utilidades acumuladas de acuerdo con la Resolución del Directorio de la Casa Matriz del 20 de abril del 2009					(141,603,000)	(141,603,000)
Reclasificación de utilidades de libre distribución				(24,267,909)	24,267,909	-
Saldos al 31 de diciembre del 2009	2,000	1,000	4,315,708	125,058,003	92,940,076	222,316,787

(1) Ver Nota 11.

Las notas explicativas anexas 1 a 14 son parte integrante de los estados financieros.


Sr. Sandro Gruttadauria
Representante legal

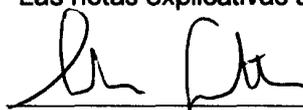

Sr. Silvano Alborghetti
Gerente Financiero

**AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)**

**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO - Base de Impuesto a la Renta
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009 Y 2008
(Expresados en dólares estadounidenses)**

	Referencia a Notas	2009	2008
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		53,422,047	135,259,397
Más cargos a resultados que no representan movimiento de efectivo			
Depreciación de activos fijos	6	<u>2,715,105</u>	<u>2,730,672</u>
		56,137,152	137,990,069
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar		509,688	(238,991)
Gastos pagados por anticipado		2,037	12,524
Proveedores y otros		4,286,075	3,623,528
Pasivo corto plazo		2,423,883	(7,392,220)
Pasivos acumulados		<u>(74,693,774)</u>	<u>34,656,996</u>
Efectivo neto (utilizado en) provisto por las actividades de operación		<u>(11,334,939)</u>	<u>168,651,906</u>
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Disminución neta de Inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR	4	39,130,986	40,210,568
(Incremento) de inventarios		(275,953)	(456,046)
(Incremento) de activos fijos	6	(775)	(6,443)
(Incremento) disminución de otros activos		<u>(309)</u>	<u>2,259</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de inversión		<u>38,853,949</u>	<u>39,750,338</u>
Flujo de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Pago de utilidades acumuladas		(141,603,000)	(92,800,000)
PERENCO		(1,194,505)	(2,684,636)
Casa Matriz y compañías relacionadas, movimiento neto		<u>115,249,023</u>	<u>(112,854,083)</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento		<u>(27,548,482)</u>	<u>(208,338,719)</u>
(Disminución) incremento neto de efectivo		(29,472)	63,525
Efectivo al principio del año		<u>151,712</u>	<u>88,187</u>
Efectivo al fin del año		<u>122,240</u>	<u>151,712</u>

Las notas explicativas anexas 1 a 14 son parte integrante de los estados financieros.


Sr. Sandro Gruttadauria
Representante legal


Sr. Silvano Alborghetti
Gerente Financiero

**AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS - Base de impuesto a la renta
31 DE DICIEMBRE DEL 2009 Y 2008**

NOTA 1 - OBJETO LEGAL Y ANTECEDENTES

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 extranjera Agip Oil Ecuador B.V., 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, 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 13 de marzo del 2017.

Con fecha 17 de mayo de 1999, Agip Petroleum (Ecuador) Limited (Sucursal Ecuador) cedió a Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) el 40% de los derechos y obligaciones que le correspondía de acuerdo con el contrato de prestación de servicios para la exploración de hidrocarburos y explotación de petróleo crudo en el Bloque 10 de la Región Amazónica, firmado el 16 de junio de 1988, que fuera modificado de acuerdo con el contrato de fecha 20 de junio de 1996. Esta cesión fue aprobada mediante Resolución No. 183 del Ministerio de Energía y Minas de fecha 27 de enero de 1999 e inscrita en el Registro de Hidrocarburos el 17 de junio de 1999.

Con fecha 19 de enero del 2000, Arco Oriente Inc. (Sucursal Ecuador) cedió a Agip Oil Ecuador B. V. (Sucursal Ecuador) 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 del 2000. A partir de esta fecha la Sucursal se hizo cargo de la operación del Bloque 10.

Con fecha 17 de febrero del 2009, la Sucursal recibió del Ministro de Energía y Minas una notificación sobre la necesidad de revisar los términos y condiciones del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 10 de la Región Amazónica a fin de buscar el equilibrio económico - financiero para las dos partes.

El 22 de diciembre del 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 del 2009 en el Registro de Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables - DNH.



NOTA 2 - OPERACIONES

(Continuación)

Las principales condiciones incorporadas al Contrato Principal y que rigen para el año 2010, son las siguientes: (i) Reemplazo del 15% de 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 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 y a la ejecución de un plan de actividades en el Área del Contrato por un monto no menor a US\$125 millones.

De no existir acuerdo sobre los términos y condiciones de la nueva modalidad contractual, el plan de actividades quedaría sin efecto y el plazo y condiciones del contrato modificatorio permanecerían vigentes hasta el año 2017.

NOTA 2 - OPERACIONES

Actividades durante el 2009

En el año 2009 se realizaron inversiones de desarrollo y producción por US\$18 millones, de las cuales, US\$ 7.5 millones correspondieron a los estudios de ingeniería, diseño de instalaciones de superficie, movilización del taladro y equipos para el inicio de la nueva campaña de perforación de la Fase 4 A; US\$7.5 millones para el mejoramiento de manejo de aguas, US\$1.2 millones para el mejoramiento de las facilidades del campo Villano y US\$1.8 millones para el Sistema de control de Incendios y otras adecuaciones.

Actividades durante el 2008

En el año 2008 se realizaron inversiones de producción por US\$28.7 millones, de los cuales US\$16.6 millones correspondieron principalmente a la perforación y completación del pozo V-16H; y, US\$12.1 millones a mejoras y adecuaciones en Villano como en las Facilidades Centrales de Procesamiento ("CPF"), en el manejo de aguas y en el Sistema de control de Incendios.

Entorno económico

Durante el 2009 los mercados financieros mundiales repuntaron y la crisis por la que atravesaron está siendo lentamente superada, sin embargo, temas como desempleo y por ende disminución en la demanda de los consumidores continúan afectando a la economía mundial. En lo que respecta al precio del petróleo ecuatoriano, presentó un constante crecimiento durante el año, razón por la cual la indicada situación no ha ocasionado efectos importantes en las operaciones de la Sucursal por el año terminado al 31 de diciembre de 2009.

NOTA 2 - OPERACIONES
(Continuación)

En el último semestre del 2008 la fuerte crisis económica y financiera mundial tuvo naturales derivaciones sobre determinados indicadores de la economía del país principalmente en lo relacionado a la disminución en el precio del petróleo ecuatoriano, importante fuente de ingresos del Presupuesto General del Estado, y escasez de financiamiento internacional para las empresas a tasas razonable.

Etapas de producción

El 7 de julio de 1999 se recibió en el Terminal de Balao el primer barril de petróleo crudo producido por el Bloque 10, comenzando la fase de producción.

Durante el año 2009 la producción de petróleo crudo registró un volumen total fiscalizado por la DNH de 7,100,884 barriles (2008 - 8,906,319 barriles). El total de las reservas remanentes del Bloque 10 (no auditadas) al 31 de diciembre del 2009 es de 46.4 millones de barriles (2008 - 61.2 millones de barriles).

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los años presentados, a menos que se indique lo contrario.

a) Preparación de los estados financieros -

Los estados financieros han sido preparados con base en las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC), modificados de acuerdo a la legislación tributaria vigente en lo que respecta a la contabilización de los ingresos por servicios petroleros, amortización de gastos preoperativos y reconocimiento en los resultados de los costos no reembolsables, según se explica más ampliamente en las Notas 3 b) y 3 e), y están basados en el costo histórico, modificado en lo que respecta a los saldos originados hasta el 31 de marzo del 2000 (fecha a la cual los registros contables fueron convertidos a dólares estadounidenses) mediante las pautas de ajuste y conversión contenidas en la NEC 17.

A menos que se indique lo contrario, todas las cifras presentadas en las notas están expresadas en dólares estadounidenses.

La preparación de los estados financieros con las bases descritas a continuación involucra la elaboración de estimaciones contables que inciden en la valuación de determinados activos y pasivos y en la determinación de los resultados, así como en la revelación de activos y pasivos contingentes.

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**
(Continuación)

b) 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 2, 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, y no con base en el principio contable de lo devengado.

Al cobrar la Casa Matriz directamente de PETROECUADOR el factor financiero contenido en la tasa de servicios, la Sucursal registra dicha operación en la cuenta con su Casa Matriz, mediante un débito y un crédito a resultados por el mismo importe.

c) Inventarios -

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

d) Activos fijos -

Corresponden a los activos fijos relacionados con el convenio sumillado con PERENCO, ver Nota 6. Estos activos se muestran al costo de adquisición, menos la depreciación del ejercicio y acumulada.

La depreciación de estos activos se registra con cargo a las operaciones del año, utilizando tasas que se consideran adecuadas para depreciar el valor de los activos durante su vida útil estimada, siguiendo el método de la línea recta y con base en el convenio antes mencionado.

e) Gastos no reembolsables -

Los gastos y costos no reembolsables son cargados a los resultados del año en el que se cumplen las condiciones para su deducción para fines del cálculo del impuesto a la renta.

f) Jubilación patronal -

El costo del beneficio jubilatorio a cargo de la Sucursal, determinado con base en un estudio actuarial practicado por un profesional independiente, se provisiona con cargo a los costos y gastos reembolsables del ejercicio con base en el método de amortización gradual.

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**

(Continuación)

g) Participación de los trabajadores en las utilidades -

El 15% de la utilidad anual que la Sucursal debe reconocer por concepto de participación laboral en las utilidades es registrado con cargo a los resultados del ejercicio en que se devenga, con base en las sumas por pagar exigibles.

h) Provisión para impuesto a la renta -

En la Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria del Ecuador, vigente a partir del 1 de enero del 2008, se estipula que sobre la base imponible sujeta al Impuesto a la renta se aplique la tarifa única del 44.4%.

La Ley de Régimen Tributario Interno vigente hasta el año 2007 establecía que los contratistas de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos tienen derecho a aplicar la tasa de impuesto a la renta del 25% sobre las utilidades reinvertidas. El Reglamento para la Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno y sus Reformas publicado en el Registro Oficial 484 del 31 de diciembre del 2001 dispuso, entre otros, que la tasa preferencial del 25% no es aplicable a las utilidades reinvertidas en inversiones que deban ser reembolsadas por PETROECUADOR. La mencionada norma fue reformada mediante Decreto Ejecutivo 3316 publicado en el Registro Oficial 718 del 4 de diciembre del 2002, en la cual se estableció entre otros, que la mencionada reinversión de utilidades puede ser efectuada en el mismo bloque.

La Administración de la Sucursal, sobre la base de que las disposiciones de la ley prevalecen sobre las reglamentarias, el contenido de las estipulaciones contractuales específicas, la opinión al respecto de sus asesores legales y, al haber la Sucursal reinvertido parte de las utilidades del ejercicio 2007 en inversiones de su propia actividad ha calculado el impuesto a la renta hasta el 2007 con tasas del 25% y del 44.4%, aplicadas a bases imponibles que se describen en la Nota 12 b) y que consideraron las utilidades reinvertidas en el mismo bloque. La base imponible generada en la actividad de transporte de crudo de terceros por el Oleoducto Villano Baeza es gravada a la tasa del 25%.

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 del 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

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**

(Continuación)

reserva no está disponible para distribución de ganancias a la Casa Matriz y es reintegrable a la Casa Matriz al liquidarse la Sucursal.

**NOTA 4 - INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y
PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR**

El saldo al 31 de diciembre del 2009, comprende:

Inversiones de	Total inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR		Total	Cuenta por cobrar PETROECUADOR	
	Montos invertidos	Montos reembolsados		Corto plazo	Largo plazo
	al 31/12/2009	al 31/12/2009			
Exploración	85,728,024	(85,728,024)	-	-	-
Desarrollo (1)					
1997	18,556,758	(18,556,758)	-	-	-
1998	195,337,685	(195,337,685)	-	-	-
1999	117,239,110	(117,239,110)	-	-	-
Producción (1)					
1999 (2)	40,681,381	(40,681,381)	-	-	-
2000 (3)	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 (4)	26,195,832	(10,478,333)	15,717,499	2,619,583	13,097,916
2006 (4)	56,066,433	(16,819,930)	39,246,503	5,606,643	33,639,860
2007 (5)	56,273,592	(12,235,573)	44,038,019	6,109,417	37,928,602
2008 (6)	28,737,549	(3,501,075)	25,236,474	3,501,070	21,735,404
2009 (6)	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 ajustes (4)	1,524,535	-	1,524,535	732,432	792,105
	807,819,578	(620,749,440)	187,070,138	37,414,141	149,655,999
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>

NOTA 4 - INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR
(Continuación)

El saldo al 31 de diciembre del 2008, comprende:

Inversiones de	Total inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR		Total	Cuenta por cobrar PETROECUADOR	
	Montos invertidos al 31/12/2008	Montos reembolsados al 31/12/2008		Corto plazo	Largo plazo
Exploración	85,728,024	(85,728,024)	-	-	-
Desarrollo (1)					
1997	18,556,758	(17,598,990)	957,768	957,768	-
1998	195,337,685	(185,255,740)	10,081,945	10,081,945	-
1999	117,239,110	(105,515,199)	11,723,911	11,723,911	-
Producción (1)					
1999 (2)	40,681,381	(36,613,243)	4,068,138	4,068,138	-
2000 (3)	52,265,238	(41,812,190)	10,453,048	5,226,524	5,226,524
2001	9,962,849	(6,973,994)	2,988,855	996,285	1,992,570
2002	61,163,344	(36,698,006)	24,465,338	6,116,334	18,349,004
2003	23,043,460	(11,521,730)	11,521,730	2,304,346	9,217,384
2004	17,044,322	(6,817,729)	10,226,593	1,704,432	8,522,161
2005 (4)	26,195,832	(7,858,750)	18,337,082	2,619,583	15,717,499
2006 (4)	56,066,433	(11,213,287)	44,853,146	5,606,643	39,246,503
2007 (5)	56,273,592	(5,562,279)	50,711,313	6,673,293	44,038,020
2008 (6)	28,737,549	-	28,737,549	3,501,070	25,236,479
Total	788,295,577	(559,169,161)	229,126,416	61,580,272	167,546,144
Otros ajustes (4)	1,524,535	-	1,524,535	579,934	944,601
	<u>789,820,112</u>	<u>(559,169,161)</u>	<u>230,650,951</u>	<u>62,160,206</u>	<u>168,490,745</u>

- (1) Inversiones de desarrollo y producción reembolsables por PETROECUADOR 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.
- (2) En el año 1999, se efectuaron reacondicionamientos en los pozos Villano 2 y Villano 3 por un monto total de US\$1,774,759 debido a fallas de fabricación en las bombas electrosumergibles instaladas en dichos trabajos. La DNH en su informe del año 1999 dispuso la ejecución de una auditoría técnica para dictaminar sobre este asunto y para reconocer o no como reembolsables a los reacondicionamientos arriba mencionados.

NOTA 4 - INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR

(Continuación)

- En el año 2002, la DNH ratificó su criterio que dichos costos no son reembolsables. Criterio que fue impugnado por la Sucursal a través de un recurso jerárquico ante el Ministerio de Energía y Minas, el cual negó dicho recurso. Durante el año 2002, la Sucursal registró dicho monto como un gasto no reembolsable en el estado de resultados. A la fecha de emisión de estos estados financieros la Administración de la Sucursal se encuentra analizando la posibilidad de impugnar esta decisión ante otras instancias superiores.
- (3) En el 2000, se efectuaron reacondicionamientos en los pozos Villano 3 y Villano 6H por un monto total de US\$657,397 debido a fallas de fabricación en las bombas electrosumergibles instaladas en dichos trabajos. El 21 de junio del 2002 la Administración de la Sucursal presentó un recurso de reposición ante el Director Nacional de Hidrocarburos mediante el cual expresa las razones por las que considera que los mencionados montos debieron ser considerados como reembolsables. El 4 de julio del 2002 el Director Nacional de Hidrocarburos negó la petición de la Sucursal y el 5 de julio del 2002 la Sucursal interpuso el recurso jerárquico correspondiente ante el Ministro de Energía y Minas, el cual fue negado con fecha 5 de agosto del 2002. Durante el año 2003, la Sucursal registró dicho monto como un gasto no reembolsable en el estado de resultados. A la fecha de emisión de estos estados financieros la Administración de la Sucursal se encuentra analizando la posibilidad de impugnar esta decisión ante otras instancias superiores.
- (4) Los resultados de la auditoría realizada por la DNH a las inversiones, costos y gastos efectuadas por la Sucursal durante los años 2006 y 2005 determinaron US\$298,303 de gastos a ser considerados como inversiones de producción (2005: US\$1,226,232). Adicionalmente, la DNH incluyó ajustes por US\$2,703,358 (2005: US\$16,221,354) relacionados con costos de pozos, ajustes que han sido objetados por la Administración de la Sucursal.
- (5) Los resultados de la auditoría del año 2007 de la DNH determinaron un incremento de inversiones US\$1,606,131 y una reducción de costos de US\$870,276, los mismos que están siendo impugnados principalmente por el concepto de overhead, por la Administración de la Sucursal.
- (6) Al 31 de diciembre del 2009 las inversiones incurridas en el año 2008 están siendo revisadas y las del 2009 están pendientes de revisión por parte de la DNH. La DNH 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.
- (7) La disminución neta de Inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR mostrado en el Estado de flujos de efectivo se compone de:

NOTA 4 - INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR

(Continuación)

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Monto invertido en el año	(17,999,466)	(28,737,549)
Reembolsos recibidos en el año	61,580,277	67,317,919
Gastos y otros ajustes	<u>(4,449,825)</u>	<u>1,630,198</u>
	<u>39,130,986</u>	<u>40,210,568</u>

NOTA 5 - INVENTARIOS

El saldo al 31 de diciembre, comprende:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Materiales en stock	7,565,009	8,894,648
Materiales en tránsito	<u>1,991,126</u>	<u>385,534</u>
	<u>9,556,135</u>	<u>9,280,182</u>

NOTA 6 - ACTIVOS FIJOS

Composición:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>Tasa anual de depreciación %</u>
Facilidades para almacenamiento y transporte de crudo (1)	27,117,526	27,117,526	10
Equipo de Oficina	16,361	16,361	10
Equipo de computación	10,826	10,051	33
Flota y equipos de transporte	75,791	75,791	20
Otros Activos	<u>42,701</u>	<u>42,701</u>	10
	27,263,205	27,262,430	
Depreciación acumulada	<u>(15,790,067)</u>	<u>(13,074,962)</u>	
Saldo al 31 de diciembre	<u>11,473,138</u>	<u>14,187,468</u>	

NOTA 6 - ACTIVOS FIJOS
(Continuación)

Movimiento:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Saldo inicial al 1 de enero	14,187,468	16,911,697
Adiciones netas	775	6,443
Depreciación del año	<u>(2,715,105)</u>	<u>(2,730,672)</u>
Saldo al 31 de diciembre	<u>11,473,138</u>	<u>14,187,468</u>

- (1) El 31 de agosto del 2003 la Sucursal sumilló con PERENCO (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. Estos activos, una vez completada su construcción, fueron transferidos a la Sucursal mediante acta de entrega recepción de fecha 30 de noviembre del 2004. Con fecha 11 de enero del 2006 PETROECUADOR autorizó la firma del contrato mencionado mediante Resolución del Comité de Administración No. 002 - 2006. El valor de estos activos será cancelado a PERENCO mediante la facturación por parte de la Sucursal de un valor que cubre la depreciación de los mismos durante un período de diez años. La Sucursal también cobra a PERENCO una cantidad que cubre los costos de operación y servicios incurridos por la Sucursal más un porcentaje que generará una utilidad razonable a la Sucursal, en concordancia con lo que especifica el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios firmado en junio de 1996. Ambos valores integran la tarifa de transporte que la Sucursal cobra a PERENCO. Durante el año 2009 la Sucursal facturó a PERENCO por los conceptos antes mencionados un total de US\$3,626,627 (2008: US\$4,970,592), generando una pérdida bruta por la operación de US\$243,990 (2008: utilidad de US\$1,258,640) una vez deducidos los costos operativos informados en el estado de resultados por US\$3,870,617 (2008: US\$3,711,951). El 16 de julio del 2009, PERENCO suspende sus operaciones en el Ecuador y la operación de sus campos es asumida por Petroamazonas (Filial de PETROECUADOR), entidad que comunicó a la Sucursal el 28 de septiembre del 2009, que garantizará el pago de cualquier valor que se derive del contrato de transporte de petróleo crudo a partir del 17 de julio del 2009.

NOTA 7 - PETROECUADOR

El saldo al 31 de diciembre, comprende:

NOTA 7 - PETROECUADOR
(Continuación)

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Cuentas por pagar	<u>6,023,794</u> (1)	<u>3,834,158</u> (2)

- (1) Corresponde a la posición neta de levantes de crudo al mes de diciembre a ser liquidados en el mes de enero del 2010.
- (2) Corresponde a cuentas por pagar por costos y gastos liquidados por PETROECUADOR y que fueron compensados en las liquidaciones efectuadas por dicha entidad en el 2009.

NOTA 8 - CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS

Casa Matriz

El saldo por cobrar, comprende:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Saldo inicial	197,975,013	85,549,158
Cash calls	(201,867,413)	(164,932,657)
Dividendos pagados	(141,603,000)	(92,800,000)
Reembolsos liquidados por PETROECUADOR de inversiones de costos, gastos y pagos de tasas de servicio	229,626,444	380,631,372
Reembolsos (liquidados) pendientes de liquidar por PETROECUADOR	-	(11,520,246)
Otros	<u>(1,246,937)</u>	<u>1,047,386</u>
Saldo al 31 de diciembre	<u>82,884,107</u>	<u>197,975,013</u>

(Véase página siguiente)

NOTA 8 - CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS
(Continuación)

Cuentas por cobrar

Compañías relacionadas del exterior:

<u>2009</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Servicios prestados</u>	<u>Cobros</u>	<u>Reembolsos Estimados</u>	<u>Saldos al final</u>
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
Eni 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>

<u>2008</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Servicios prestados</u>	<u>Cobros</u>	<u>Reembolsos Estimados</u>	<u>Saldos al final</u>
ENI E&P	349,341	155,210	(425,182)	336,996	416,365
ENI Servizi	15,847	-	(15,847)	-	-
SIECO	30,653	-	(30,653)	-	-
ENI International Resources	118,731	-	(118,731)	-	-
Burren Resources	-	102,945	(102,945)	214,772	214,772
Eni US Operating	-	-	-	5,498	5,498
Eni Oil Do Brasil	-	-	-	10,655	10,655
	<u>514,572</u>	<u>258,155</u>	<u>(693,358)</u>	<u>567,921</u>	<u>647,290</u>

Compañía relacionada local:

<u>2009</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Anticipos</u>	<u>Cobros</u>	<u>Reembolsos Estimados</u>	<u>Saldos al final</u>
Petrex S.A. Establecimiento Permanente	600,718	780,024	(780,024)	(600,718)	-
	<u>600,718</u>	<u>780,024</u>	<u>(780,024)</u>	<u>(600,718)</u>	<u>-</u>

NOTA 8 - CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS

(Continuación)

<u>2008</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Anticipos</u>	<u>Cobros</u>	<u>Reembolsos Estimados</u>	<u>Saldos al final</u>
Petrex S.A. Establecimiento Permanente	-	-	-	600,718	600,718
	-	-	-	600,718	600,718

Cuentas por pagar

Compañías relacionadas del exterior:

<u>2009</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Servicios facturados</u>	<u>Pagos</u>	<u>Provisiones</u>	<u>Saldos al final</u>
ENI S.p.A Divisione E&P (1)	2,540,247	2,447,003	(2,021,331)	(538,683)	2,427,236
ENI International Resources (2)	70,772	231,332	(228,971)	(5,870)	67,263
SIECO (Eni Servizi) (2)	15,954	1,085,671	(1,085,671)	17,010	32,964
Eni Oil do Brazil	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>

<u>2008</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Servicios facturados</u>	<u>Pagos</u>	<u>Provisiones</u>	<u>Saldos al final</u>
ENI S.p.A Divisione E&P (1)	1,091,131	1,062,527	(1,014,852)	1,401,441	2,540,247
ENI International Resources (2)	95,348	240,002	(266,757)	2,179	70,772
SIECO (Eni Servizi) (2)	-	823,271	(823,271)	15,954	15,954
Eni Oil do Brazil	-	-	-	53,100	53,100
Eni Pakistan	-	161,404	(161,404)	-	-
Eni US Operating	-	750	(750)	155,188	155,188
Otros	10,744	-	(10,744)	15,995	15,995
	<u>1,197,223</u>	<u>2,287,954</u>	<u>(2,277,778)</u>	<u>1,643,857</u>	<u>2,851,256</u>

(Véase página siguiente)

NOTA 8 - CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS

(Continuación)

- (1) Corresponde principalmente a la provisión de servicios profesionales de asesoría técnica en las operaciones de exploración y explotación en el Bloque 10.
- (2) Corresponde principalmente a la provisión de personal expatriado para las operaciones de la Sucursal.

Compañías relacionadas locales:

<u>2009</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Servicios facturados</u>	<u>Pagos</u>	<u>Provisiones</u>	<u>Saldos al final</u>
Petrex S.A. Establecimiento Permanente (3)	<u>56,258</u>	<u>1,011,360</u>	<u>(757,281)</u>	<u>966,240</u>	<u>1,276,577</u>

<u>2008</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Servicios facturados</u>	<u>Pagos</u>	<u>Provisiones</u>	<u>Saldos al final</u>
Petrex S.A. Establecimiento Permanente (3)	<u>1,405,083</u>	<u>344,672</u>	<u>(1,622,375)</u>	<u>(71,122)</u>	<u>56,258</u>

- (3) Durante el 2006, Petrex S.A. Establecimiento Permanente firmó un contrato con la Sucursal para la prestación de servicios de perforación de pozos en el Bloque 10, el cual terminó en octubre del 2007. Petrex S.A. Establecimiento Permanente forma parte del Grupo SAIPEM, empresa de origen italiano relacionada de Grupo ENI, y como tal, la Sucursal no mantiene relación directa administrativa, física ni financiera con Petrex S.A. Establecimiento Permanente.

A continuación se resumen los saldos con Compañías relacionadas al 31 de diciembre:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
<u>Cuentas por cobrar</u>		
Casa Matriz	82,884,107	197,975,013
Relacionadas del exterior	622,496	647,290
Relacionadas locales	-	600,718
	<u>83,506,603</u>	<u>199,223,021</u>

(Véase página siguiente)

NOTA 8 - CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS
(Continuación)

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
<u>Cuentas por pagar</u>		
Relacionadas del exterior	2,611,120	2,851,256
Relacionadas locales	<u>1,276,577</u>	<u>56,258</u>
	<u><u>3,887,697</u></u>	<u><u>2,907,514</u></u>

NOTA 9 - PERENCO

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Deuda inicial (1)	14,157,949	16,842,585
(-) Facturación correspondiente a las alícuotas de depreciación	<u>(1,194,505)</u>	<u>(2,684,636)</u>
Saldo al 31 de diciembre	12,963,444	14,157,949
(-) Porción corriente de la deuda a largo plazo (2)	<u>(4,256,118)</u>	<u>(2,711,753)</u>
	<u><u>8,707,326</u></u>	<u><u>11,446,196</u></u>

(1) Ver Nota 6.

(2) Hasta el 31 de diciembre del 2008, el valor se estimaba en función de la depreciación de los activos a una tasa anual del 10%. A partir del 17 de julio del 2009, la facturación correspondiente a las alícuotas de depreciación fueron suspendidas mientras la Administración de la Sucursal logre un acuerdo con Petroamazonas y el Estado Ecuatoriano, para establecer nuevas tarifas de transporte, que permitan cubrir esta obligación tanto en el corto como en el largo plazo.

NOTA 10- PASIVOS ACUMULADOS

Composición y movimiento:

<u>2009</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Incrementos</u>	<u>Utilizaciones</u>	<u>Saldos al final</u>
Beneficios sociales (1)	44,082,466	63,596,486	(89,744,781)	17,934,171
Impuestos por pagar (2)	63,010,213	103,768,340	(152,126,583)	14,651,970

NOTA 10- PASIVOS ACUMULADOS

(Continuación)

<u>2008</u>	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Incrementos</u>	<u>Utilizaciones</u>	<u>Saldos al final</u>
Beneficios sociales (1)	30,391,091	76,322,327	(62,630,952)	44,082,466
Impuestos por pagar (2)	42,033,628	148,126,656	(127,150,071)	63,010,213

- (1) Corresponde básicamente a la participación de los trabajadores en las utilidades por US\$17,156,953 (2008: US\$43,295,599).
- (2) Incluye principalmente los saldos pendientes de pago al cierre de cada año por Impuesto a la renta neto de retenciones efectuadas por PETROECUADOR, 1% de investigación tecnológica, gravamen a la actividad petrolera, retenciones en la fuente del Impuesto al Valor Agregado y del Impuesto a la renta.

NOTA 11 - REINVERSION 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.

Parte de la utilidad neta generada por la Sucursal fue reinvertida en el mismo bloque durante el 2009 por un monto de US\$17,999,466 (2008: US\$28,737,549) y la tarifa impositiva aplicada fue del 44.4%.

Al 31 de diciembre del 2009 la Sucursal transfirió US\$24,267,909 (2008: US\$21,565,522) del rubro Reinversión de Utilidades al rubro Utilidades de libre distribución para liberar el valor de las inversiones sobre las cuales PETROECUADOR ha realizado reembolsos. Este valor, más las Utilidades acumuladas a dicha fecha se encuentran disponibles para ser remesadas a la Casa Matriz.

NOTA 12 - SITUACION FISCAL

a) Años sujetos a posible fiscalización por parte de las autoridades

Los años 2007 al 2009 se hallan abiertos a revisión por parte de las autoridades tributarias.

NOTA 12 - SITUACION FISCAL

(Continuación)

b) Impuesto a la renta

A continuación se incluye un detalle de las bases imponibles aplicadas para la determinación del impuesto a la renta de la operación en el Bloque 10, de los últimos seis años, clasificadas por tasa de impuesto, que consideran las utilidades reinvertidas mencionadas en la Nota 11 anterior:

<u>Año</u>	<u>Bases imponibles del Impuesto a la renta</u>	
	<u>Tasa del 25%</u>	<u>Tasa del 44.4%</u>
2009	-	97,430,126
2008	-	244,271,881
2007	33,344,591	134,843,242
2006	50,970,434	76,323,092
2005	57,893,831	61,729,922
2004	54,550,885 (1)	40,850,227 (2)

(1) Reducido a US\$26,695,885 según declaración rectificatoria presentada en el año 2005.

(2) Incrementada a US\$68,705,227 a través de la correspondiente declaración rectificatoria.

Durante el año 2005 la Sucursal efectuó pagos adicionales de Impuesto a la renta correspondiente al ejercicio 2004 por aproximadamente US\$5.4 millones, por ajustes en la base imponible del impuesto de dicho año, originados en la disminución de los valores de utilidades del 2004 reinvertidas (Véase Nota 11). Estos pagos adicionales fueron contabilizados con cargo a la cuenta Impuesto a la renta del año 2005.

c) Fiscalización del impuesto a la renta

Durante los últimos seis años la Sucursal ha estado sujeta a auditorías tributarias en relación con sus obligaciones por Impuesto a la renta correspondiente a los ejercicios económicos comprendidos entre los años 2000 y 2006.

El 9 de septiembre del 2005, la Dirección Regional Norte del SRI - Unidad de Auditoría Tributaria emitió las respectivas Actas de determinación sobre el impuesto a la renta y anticipos para los años 2000 al 2003, por los siguientes montos, que no incluyen los recargos que podrían ser aplicados:

(Véase página siguiente)

NOTA 12 - SITUACION FISCAL

(Continuación)

<u>Ejercicio económico</u>	<u>Valor en US\$ millones</u>
2000	9.20
2001	12.40
2002	7.50
2003	2.90
	<hr/>
	32.00
	<hr/>

En las Actas de determinación, la autoridad tributaria objetó principalmente el uso de la tasa preferencial de impuesto a la renta del 25% sobre las utilidades reinvertidas por la Sucursal en inversiones de producción. Por su parte, la Sucursal con fecha 7 de octubre del 2005 presentó la impugnación correspondiente ante el Tribunal Fiscal respectivo. A la fecha de preparación de estos estados financieros, estos juicios se encuentran en proceso.

El 16 de julio del 2007, la Sucursal recibió Actas de redeterminación por los mencionados periodos, en esta ocasión el SRI ratificó su posición expresada en las actas anteriores; sin embargo, rectificó el cálculo de impuesto con una tasa del 25% para las inversiones de exploración no exitosas. El siguiente es un detalle de los nuevos montos reclamados por el SRI:

<u>Ejercicio económico</u>	<u>Valor en US\$ millones</u>
2000	9.10
2001	10.70
2002	6.20
2003	2.80
	<hr/>
	28.80
	<hr/>

Por su parte, la Sucursal con fecha 13 de agosto del 2007 procedió a impugnar estas actas ante el SRI, quien ratificó su posición negando esta impugnación con fecha 28 de enero del 2008. Ante esta situación, la Administración presentó la impugnación ante el Tribunal Fiscal el 25 de febrero del 2008. Para los años 2000 al 2002, estas impugnaciones han terminado su etapa probatoria y se espera una sentencia.

Durante el 2009 la Primera Sala del Tribunal Fiscal declaró la inaplicabilidad del numeral 4 del artículo 183 del Reglamento para la aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno, aceptó íntegramente la demanda presentada por la Sucursal y declaró la nulidad de pleno derecho del acta de redeterminación del año 2003.

El 27 de Noviembre del 2008, el SRI emitió el Acta de Determinación por concepto de Impuesto a la renta, correspondiente al ejercicio 2004, en la cual se indica como valor pendiente de pago

NOTA 12 - SITUACION FISCAL

(Continuación)

por Impuesto a la Renta US\$ 5,349,961 (se objetó principalmente el uso de la tasa preferencial de Impuesto a la renta del 25% sobre las utilidades reinvertidas por la Sucursal en inversiones de producción), más un recargo de US\$ 1,069,992. El acta fue impugnada ante el Tribunal Fiscal.

El 20 de Marzo del 2009 el SRI notificó a la Sucursal mediante el Acta de Determinación de Impuesto a la renta correspondiente al ejercicio 2005, el pago por una diferencia en impuesto de US\$11,912,714 más un recargo del 20% y sus intereses correspondientes. El 4 de Noviembre del 2009 el SRI notificó a la Sucursal mediante Acta de Determinación de Impuesto a la renta correspondiente al ejercicio 2006 el pago de US\$9,941,986 más un recargo del 20% y los intereses correspondientes. A la fecha de este informe, la Administración de la Sucursal ha presentado los reclamos respectivos ante el Tribunal Fiscal.

d) Conciliación tributaria - contable

A continuación se detalla la determinación del impuesto sobre los años terminados al 31 de diciembre:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Utilidad del año	<u>114,379,688</u>	<u>288,637,324</u>
Menos - Participación a los trabajadores	<u>(17,156,953)</u>	<u>(43,295,599)</u>
Base tributaria	97,222,735	245,341,725
Base tributaria (tasa impositiva 25%, transporte de crudo)	-	1,069,844
Base tributaria (tasa impositiva 44.4%, operación Bloque 10)	<u>97,430,126</u>	<u>244,271,881</u>
Impuesto a la renta	<u>43,258,976</u>	<u>108,724,176</u>

NOTA 13 - GARANTIAS

La Sucursal mantiene vigentes al 31 de diciembre del 2009 garantías por US\$6,680,656, de las cuales US\$6,151,590 son a favor del Tribunal Fiscal en relación a la impugnación de las Actas de re-determinación efectuadas por el SRI. (Véase Nota 12) y US\$529,066 correspondientes a garantías entregadas para protección del medio ambiente.

NOTA 14 - EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2009 y la fecha de emisión de estos estados financieros (16 de abril del 2010) no se produjeron eventos que, en la opinión de la Administración de la Sucursal, pudieran tener un efecto significativo sobre dichos estados financieros que no se hayan revelado en los mismos.

