

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

ESTADOS FINANCIEROS - Base de impuesto a la renta

31 DE DICIEMBRE DEL 2006 Y 2005

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

ESTADOS FINANCIEROS - Base de impuesto a la renta

31 DE DICIEMBRE DEL 2006 Y 2005

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
DNH	-	Dirección Nacional de Hidrocarburos
PETROECUADOR	-	Empresa Estatal Petróleos del Ecuador
CPF	-	Central Processing Facilities
US\$m.	-	Millones de dólares estadounidenses
PERENCO	-	Perenco Ecuador Limited

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al señor Representante Legal

Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)

Quito, 18 de abril del 2007

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 2006 y 2005 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 los años terminados en esas fechas. Estos estados financieros son responsabilidad de la Administración de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestras auditorías.
2. Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con las Normas Ecuatorianas de Auditoría. Estas normas requieren que una auditoría sea diseñada y realizada para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen exposiciones erróneas o inexactas de carácter significativo. Una auditoría incluye el examen, a base de pruebas, de la evidencia que soporta las cantidades y revelaciones presentadas en los estados financieros. Incluye también la evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones relevantes hechas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías proveen una base razonable para expresar una opinión.
3. Tal como se explica mas 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

Al señor Representante Legal
Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)
Quito, 18 de abril del 2007

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

4. 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 2006 y 2005 y los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con las bases contables descritas en la Nota 3 y utilizadas para la determinación del Impuesto a la Renta de la Sucursal.
5. 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 la tasa de servicios devengada en el año 2006 y no se ha recibido aún el informe conteniendo los resultados de la revisión efectuada por la DNH sobre las operaciones del 2005. 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.
6. Como se describe en la Nota 13 c), durante el 2005 la Sucursal recibió los informes de las auditorías tributarias efectuadas por el Servicio de Rentas Internas en relación con sus obligaciones por impuesto a la renta correspondientes a los ejercicios económicos comprendidos entre los años 2000 y 2003. Según se informa en dicha Nota, las autoridades tributarias reclaman que los pagos por impuesto a la renta de dichos años han sido subestimados en aproximadamente US\$32 millones. A la fecha la Sucursal tiene pendiente de resolución un reclamo administrativo presentado ante el Tribunal Fiscal en contra de las conclusiones presentadas por las autoridades tributarias en los informes más arriba mencionados. En relación al mismo impuesto, la Administración describe en la Nota 3 i) los criterios que ha utilizado para seleccionar la tasa del 25% para el cálculo de una parte del cargo por impuesto a la renta de los años 2006, 2005 y 2004 que, básicamente, se fundamenta en el principio de que las disposiciones de la Ley y del Contrato prevalecen sobre las normas reglamentarias. No es posible anticipar con certeza el resultado de estos asuntos o determinar su efecto sobre la posición financiera y resultados de la Sucursal.

Al señor Representante Legal
Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)
Quito, 18 de abril del 2007

7. 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 Energía y Minas.


No. de Registro en la
Superintendencia de
Compañías: 011



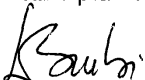
José Aguirre
Representante Legal
No. de Licencia
Profesional: 14895

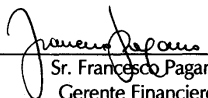
AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS DE ACTIVOS Y PASIVOS - Base de Impuesto a la Renta
31 DE DICIEMBRE DEL 2006 Y 2005
(Expresados en dólares estadounidenses)

<u>Activo</u>	<u>Referencia a Notas</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>Pasivo y patrimonio</u>	<u>Referencia a Notas</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE			
Caja y bancos		<u>87,356</u>	<u>312,027</u>	Proveedores y otros		<u>19,753,768</u>	<u>9,730,378</u>
Cuentas por cobrar				Pasivo corto plazo			
PETROECUADOR	4	61,755,641	56,145,668	Casa Matriz	9	-	468,125
Casa Matriz	9	15,608,283	-	Compañías relacionadas		3,701,604	-
Otros		<u>1,150,315</u>	<u>941,278</u>	Perenco		2,679,045	2,676,484
		<u>78,514,240</u>	<u>57,086,946</u>	PETROECUADOR	7	<u>1,374,856</u>	<u>419,315</u>
						<u>7,755,506</u>	<u>3,563,924</u>
Gastos pagados por anticipado		<u>693,139</u>	<u>48,677</u>				
				Pasivos acumulados			
				Beneficios sociales	11	23,180,414	21,588,230
Total del activo corriente		79,294,734	57,447,650	Impuestos por pagar	11	26,612,685	21,226,170
				Ingresos Anticipados		<u>244,389</u>	<u>138,930</u>
						<u>50,037,488</u>	<u>42,953,330</u>
INVENTARIOS	5	11,176,670	7,945,208	Total del pasivo corriente		77,546,762	56,247,632
ACTIVOS FIJOS	6	19,367,691	22,047,647				
INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y				PASIVO LARGO PLAZO			
PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR	4	211,439,881	217,001,490	Perenco	10	16,639,442	19,318,487
OTROS ACTIVOS		31,158	24,488	Empleados		<u>95,186</u>	<u>59,833</u>
						<u>16,734,628</u>	<u>19,378,320</u>
CARGOS DIFERIDOS	8	<u>248,536</u>	<u>3,230,976</u>	PATRIMONIO			
				(Véanse estados adjuntos)		<u>227,277,279</u>	<u>232,071,507</u>
		<u>321,558,669</u>	<u>307,697,459</u>			<u>321,558,669</u>	<u>307,697,459</u>

Las notas explicativas anexas 1 a 15 son parte integrante de los estados financieros.


Sr. Ivio Burbi
Representante legal

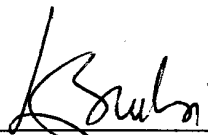

Sr. Francisco Pagano
Gerente Financiero

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

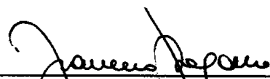
ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS - Base de impuesto a la renta
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2006 Y 2005
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2006	2005
<u>Ingresos</u>			
Tasa de servicios		153,135,198	144,619,900
Servicio de transporte de crudo	6	<u>5,722,326</u>	<u>4,410,990</u>
		<u>158,857,524</u>	<u>149,030,890</u>
<u>Gastos</u>			
No reembolsables		(367,697)	(609,491)
Amortización de cargos diferidos	8	(2,982,441)	(3,457,141)
Gastos operativos (servicio de transporte de crudo)	6	(3,606,337)	(3,661,410)
Gravamen a la actividad petrolera		<u>(27,971)</u>	<u>(29,821)</u>
		<u>(6,984,446)</u>	<u>(7,757,863)</u>
Utilidad antes de participación de los trabajadores en las utilidades y del impuesto a la renta		151,873,077	141,273,027
Participación de los trabajadores en las utilidades	11	(22,780,962)	(21,222,511)
Impuesto a la renta		(47,079,709)	(47,444,699)
Investigación tecnológica (1%)		<u>(806,635)</u>	<u>(777,422)</u>
Utilidad neta del año		<u>81,205,772</u>	<u>71,828,395</u>

Las notas explicativas anexas 1 a 15 son parte integrante de los estados financieros.



Sr. Livio Burbi
Representante legal



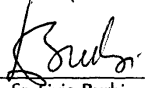
Sr. Francesco Pagano
Gerente Financiero

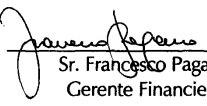
AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO - Base de impuesto a la renta
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2006 Y 2005
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	Capital asignado	Reserva Legal	Reserva de Capital	Reinversión de utilidades	Utilidades acumuladas	Total
Saldos al 1 de enero del 2005		2,000	1,000	4,315,708	133,194,947	71,729,457	209,243,112
Utilidad neta del año		-	-	-	-	71,828,395	71,828,395
Reclasificación reinversión 2004		-	-	-	(20,739,037)	20,739,037	-
Reinversión de utilidades del año 2005	12	-	-	-	43,151,696	(43,151,696)	-
Pago de utilidades acumuladas de acuerdo con la Resolución del Directorio de la Casa Matriz del 30 de noviembre del 2005		-	-	-		(49,000,000)	(49,000,000)
Desinversiones libres de distribución por reembolsos recibidos de Petroecuador	12	-	-	-	(13,719,932)	13,719,932	-
Saldos al 31 de diciembre del 2005		2,000	1,000	4,315,708	141,887,674	85,865,125	232,071,507
Utilidad neta del año		-	-	-	-	81,205,772	81,205,772
Reinversión de utilidades del año 2006	12	-	-	-	38,227,826	(38,227,826)	-
Pago de utilidades acumuladas de acuerdo con la Resolución del Directorio de la Casa Matriz del 13 de septiembre del 2006		-	-	-		(86,000,000)	(86,000,000)
Desinversiones libres de distribución por reembolsos recibidos de Petroecuador	12	-	-	-	(15,659,201)	15,659,201	-
Saldos al 31 de diciembre del 2006		2,000	1,000	4,315,708	164,456,299	58,502,273	227,277,279

Las notas explicativas anexas 1 a 15 son parte integrante de los estados financieros.


Sr. Cívico Burbi
Representante legal

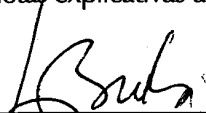

Sr. Francisco Pagano
Gerente Financiero

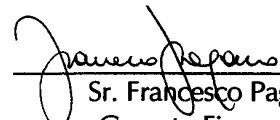
AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO - Base de impuesto a la renta
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2006 Y 2005
 (Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2006	2005
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		81,205,772	71,828,395
Más cargos a resultados que no representan movimiento de efectivo			
Depreciación de activos fijos	6	2,699,674	2,695,653
Amortización de cargos diferidos	8	2,982,441	3,457,141
		<u>86,887,887</u>	<u>77,981,189</u>
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar		(209,038)	(442,134)
Gastos pagados por anticipado		(644,462)	25,209
Proveedores y otros		10,023,390	(3,241,376)
Pasivo corto plazo		955,541	(2,025,971)
Pasivos acumulados		<u>7,119,510</u>	<u>5,718,781</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		<u>104,132,828</u>	<u>78,015,698</u>
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
(Incremento) disminución neto de Inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR	4	(48,364)	28,702,482
(Incremento) de inventarios		(3,231,462)	(3,196,791)
(Incremento) de activos fijos	6	(19,718)	-
(Incremento) de otros activos		<u>(6,670)</u>	<u>(6,583)</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de inversión		<u>(3,306,214)</u>	<u>25,499,108</u>
Flujo de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Pago de utilidades acumuladas		(86,000,000)	(49,000,000)
Perenco		(2,676,482)	(2,499,653)
Movimiento neto de saldos con la Casa Matriz y Compañías relacionadas		<u>(12,374,803)</u>	<u>(52,193,667)</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento		<u>(101,051,285)</u>	<u>(103,693,320)</u>
Disminución neta de efectivo		(224,671)	(178,514)
Efectivo al principio del año		<u>312,027</u>	<u>490,541</u>
Efectivo al fin del año		<u>87,356</u>	<u>312,027</u>

Las notas explicativas anexas 1 a 15 son parte integrante de los estados financieros.


 Sr. Lino Burbi
 Representante legal


 Sr. Francisco Pagano
 Gerente Financiero

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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS - Base de impuesto a la renta
31 DE DICIEMBRE DEL 2006 Y 2005**

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 corresponden de acuerdo con el contrato de prestación de servicios para la exploración de hidrocarburos y explotación de petróleo crudo en el Bloque 10, 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 de hidrocarburos y la explotación de petróleo crudo en el Bloque 10, 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. 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.

NOTA 2 - OPERACIONES

Actividades durante el 2006

En el año 2006 se realizaron inversiones de producción por US\$56.0 millones, de los cuales US\$48.1 millones correspondieron principalmente a: (i) perforación del pozo V-14H y perforación del pozo V-17H; y, (ii) US\$7.9 millones a mejoras a las facilidades de producción a través de expansión del

NOTA 2 - OPERACIONES

(Continuación)

sistema de generación eléctrica y mejoras a los sistemas de inyección de agua, tanto en Villano como en CPF.

Actividades durante el 2005

En el año 2005 se realizaron inversiones de producción por US\$26.2 millones de las cuales US\$20.8 millones correspondieron a: (i) perforación del pozo V-13Hst2 e inicio de la perforación del pozo V-14H; y, (ii) US\$5,4 millones a mejoras a las facilidades de producción a través de ampliaciones al área de campamentos, sistemas de inyección de agua tanto en Villano como en CPF, sistemas contra incendios en Villano y expansión del sistema de generación eléctrica.

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 2006 la producción de petróleo crudo registró un volumen total fiscalizado por la DNH de 8,040,809 barriles (2005 – 10,231,595 barriles). El total de las reservas remanentes del Bloque 10 (no auditadas) al 31 de diciembre del 2006 es de 99.7 millones de barriles (2005 - 124.7 millones de barriles).

NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

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), 3 d) 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.

NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

(Continuación)

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. Debido a la subjetividad inherente en este proceso contable, los resultados reales pueden diferir de los montos estimados por la Administración.

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 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

Se muestra 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 contrato suscrito con Perenco Ecuador Limited (Véase Nota 6).

e) Cargos diferidos -

Todos los costos y gastos no reembolsables, excepto por la diferencia en cambio, incurridos hasta el 31 de marzo del 2000 se muestran al costo histórico o valor ajustado y convertido a dólares estadounidenses de acuerdo con lo establecido en la NEC 17, según corresponda, menos la amortización acumulada, calculada a una tasa anual del 20%.

NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

(Continuación)

Este rubro también incluye pérdidas netas en cambio, las cuales se amortizan a una tasa anual del 20%.

Adicionalmente esta cuenta incluye los costos incurridos en inversiones de exploración adicional que no dieron lugar a descubrimientos comercialmente explotables y son amortizados en cinco años a razón del 20% anual (Véase Nota 8).

f) 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.

g) Jubilación patronal -

A partir del año 2004 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 del ejercicio con base en el método de amortización gradual.

h) 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.

i) Provisión para impuesto a la renta -

La Ley de Régimen Tributario Interno vigente establece 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 2006 y 2005 en

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

(Continuación)

inversiones de su propia actividad, en base al criterio aplicado en los años 2002 y 2003, ha calculado el impuesto a la renta del 2006 y 2005 a las tasas del 25% y del 44.4%, aplicadas a bases imponibles que se describen en la Nota 13 b) y que consideran 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%.

j) 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 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**

Al 31 de diciembre del 2006 comprende:

(Véase página siguiente)

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

(Continuación)

Inversiones de	Total inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR		Total	Cuenta por cobrar PETROECUADOR	
	Montos invertidos al 31/12/2006	Montos reembolsados al 31/12/2006		Corto plazo	Largo plazo
Exploración	85,728,024	(85,728,024)	-	-	-
Desarrollo (1)					
1997	18,556,758	(13,887,638)	4,669,120	1,855,676	2,813,444
1998	195,337,685	(146,188,204)	49,149,481	19,533,769	29,615,712
1999	117,239,110	(82,374,399)	34,864,711	12,030,933	22,833,778
Producción (1)					
1999 (2)	40,681,381	(28,169,945)	12,511,436	3,761,116	8,750,320
2000 (3)	52,265,238	(31,359,143)	20,906,095	5,226,524	15,679,571
2001	9,962,849	(4,981,425)	4,981,424	996,285	3,985,139
2002	61,163,344	(24,465,337)	36,698,007	6,116,334	30,581,673
2003	23,043,460	(6,913,038)	16,130,422	2,304,346	13,826,076
2004	17,044,322	(3,408,864)	13,635,458	1,704,432	11,931,026
2005	26,195,832	(2,619,583)	23,576,249	2,619,583	20,956,666
2006 (4) y (5)	56,066,433	-	56,066,433	5,606,643	50,459,790
Total	703,284,436	(430,095,600)	273,188,836	61,755,641	211,433,195
Otros Ajustes	-	-	-	-	6,686
	<u>703,284,436</u>	<u>(430,095,600)</u>	<u>273,188,836</u>	<u>61,755,641</u>	<u>211,439,881</u>

Al 31 de diciembre del 2005 comprende:

(Véase página siguiente)

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

(Continuación)

<u>Inversiones de</u>	<u>Total inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR</u>		<u>Total</u>	<u>Cuenta por cobrar PETROECUADOR</u>	
	<u>Montos invertidos al 31/12/2005</u>	<u>Montos reembolsados al 31/12/2005</u>		<u>Corto plazo</u>	<u>Largo plazo</u>
Exploración	85,728,024	(85,728,024)	-	-	-
Desarrollo (1)					
1997	18,556,758	(12,031,962)	6,524,796	1,855,676	4,669,120
1998	195,337,685	(126,654,435)	68,683,250	19,533,769	49,149,481
1999	117,239,110	(70,343,466)	46,895,644	11,723,911	35,171,733
Producción (1)					
1999 (2)	40,681,381	(24,408,829)	16,272,552	4,068,138	12,204,414
2000 (3)	52,265,238	(26,132,619)	26,132,619	5,226,524	20,906,095
2001	9,962,849	(3,985,140)	5,977,709	996,285	4,981,424
2002	61,163,344	(18,349,003)	42,814,341	6,116,334	36,698,007
2003	23,043,460	(4,608,692)	18,434,768	2,304,346	16,130,422
2004	17,044,322	(1,704,432)	15,339,890	1,704,432	13,635,458
2005 (5)	26,195,832	-	26,195,832	2,619,583	23,576,249
Total	647,218,003	(373,946,602)	273,271,401	56,148,998	217,122,403
Otros Ajustes	-	-	-	(3,330)	(120,913)
	<u>647,218,003</u>	<u>(373,946,602)</u>	<u>273,271,401</u>	<u>56,145,668</u>	<u>217,001,490</u>

- (1) Inversiones de desarrollo y producción reembolsables por PETROECUADOR en el plazo de 10 años, en alcúotas 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 alcúotas 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. 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 este informe la Sucursal mantiene un reclamo por este concepto ante el Ministerio de Energía y Minas.

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

(Continuación)

- (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 este informe la Sucursal mantiene un reclamo por este concepto ante el Ministerio de Energía y Minas.
- (4) Al 31 de diciembre del 2006 las inversiones incurridas en dicho año están pendientes de ser revisadas por parte de la DNH y se esperan los resultados de la revisión efectuada por la DNH sobre las inversiones del 2005. La DNH es el ente responsable de auditar y ratificar las inversiones, costos y gastos sujetos a reembolso.
- (5) El (incremento) disminución neto de Inversiones de exploración, desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR mostrado en el Estado de flujos de efectivo se compone de:

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Monto invertido en el año	(56,066,433)	(26,195,832)
Reembolsos recibidos en el año	56,152,355	53,524,505
Otros ajustes	<u>(134,286)</u>	<u>1,373,809</u>
	<u>(48,364)</u>	<u>28,702,482</u>

NOTA 5 - INVENTARIOS

Al 31 de diciembre del 2006 y 2005, comprende:

(Véase página siguiente)

NOTA 5 - INVENTARIOS

(Continuación)

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Materiales en stock	10,388,019	7,207,141
Materiales en tránsito	<u>788,651</u>	<u>738,067</u>
	<u>11,176,670</u>	<u>7,945,208</u>

NOTA 6 - ACTIVOS FIJOSComposición:

	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>Tasa anual de depreciación %</u>
Facilidades para almacenamiento y transporte de crudo (1)	26,790,454	26,790,454	10
Equipo de Oficina	16,361	-	10
Equipo de computación	10,604	7,247	33
Flota y equipos de transporte	<u>75,791</u>	<u>75,790</u>	20
	26,893,210	26,873,491	
Depreciación acumulada	<u>(7,525,519)</u>	<u>(4,825,845)</u>	
Saldo al 31 de diciembre	<u>19,367,691</u>	<u>22,047,646</u>	

Movimiento:

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Saldo inicial al 1 de enero	22,047,647	24,743,300
Adiciones netas	19,718	-
Depreciación del año	<u>(2,699,674)</u>	<u>(2,695,653)</u>
Saldo al 31 de diciembre	<u>19,367,691</u>	<u>22,047,647</u>

- (1) El 31 de agosto del 2003 la Sucursal sumilló con Perenco Ecuador Limited (operadora del Bloque 21) un contrato de servicio de transporte de crudo, mediante el cual la Sucursal está obligada a transportar a través del Bloque 10 el crudo producido por Perenco Ecuador Limited, 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

NOTA 6 - ACTIVOS FIJOS
(Continuación)

autorizó la firma del contrato mencionado mediante Acta del Comité de Administración No. 002 – 2006. El valor de estos activos será cancelado a Perenco Ecuador Limited 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 2006 la Sucursal facturó a Perenco por los conceptos antes mencionados un total de US\$5,722,326 (2005 – US\$4,410,990), generando una utilidad bruta por la operación de US\$2,115,988 (2005 - US\$749,580) una vez deducidos los costos operativos informados en el estado de resultados por US\$3,606,337 (2005 – US\$3,661,410).

NOTA 7 - PETROECUADOR

El saldo al 31 de diciembre del 2006 y 2005 corresponde a:

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
<u>Cuentas por pagar (1)</u>	<u>1,374,856</u>	<u>419,315</u>

- (1) Corresponde cuentas por pagar por costos y gastos reembolsados en exceso por PETROECUADOR y que serán compensados en las liquidaciones a ser efectuadas por dicha entidad en el siguiente año.

NOTA 8 - CARGOS DIFERIDOS

El siguiente es un detalle del movimiento de los rubros que componen el saldo de cargos diferidos al 31 de diciembre del 2006 y 2005:

(Véase página siguiente)

NOTA 8 - CARGOS DIFERIDOS

(Continuación)

	31 de diciembre del 2005	Incremento / (disminución)	31 de diciembre del 2006
2006			
Cargos de exploración adicional	14,912,203	-	14,912,203
Costos y gastos no reembolsables	1,991,834	-	1,991,834
Cargos propios	142,125	-	142,125
Diferencial cambiario	5,144,131	-	5,144,131
Resultado por exposición a la inflación	(1,080,036)	-	(1,080,036)
	21,110,257	-	21,110,257
Amortización acumulada	(17,879,281)	(2,982,441)	(20,861,722)
	<u>3,230,976</u>	<u>(2,982,441)</u>	<u>248,535</u>
2005			
Cargos de exploración adicional	14,912,203	-	14,912,203
Costos y gastos no reembolsables	1,991,834	-	1,991,834
Cargos propios	142,125	-	142,125
Diferencial cambiario	5,144,131	-	5,144,131
Resultado por exposición a la inflación	(1,080,036)	-	(1,080,036)
	21,110,257	-	21,110,257
Amortización acumulada	(14,422,140)	(3,457,141)	(17,879,281)
	<u>6,688,117</u>	<u>(3,457,141)</u>	<u>3,230,976</u>

NOTA 9 - CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS**Casa Matriz**Corto plazo

El saldo al 31 de diciembre del 2006 de US\$15,608,283 (2005: saldo acreedor de US\$468,125) corresponde al valor de las recuperaciones recibidas directamente de PETROECUADOR por la Casa Matriz de las inversiones de producción neto de los fondos recibidos de la Matriz para inversiones de la Sucursal.

NOTA 9 - CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS
(Continuación)

Pasivo Largo Plazo

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Saldo al 1 de enero	-	204,950
. Fondos y servicios proporcionados y costos y gastos pagados por Casa Matriz durante el año por cuenta de la Sucursal para llevar a cabo sus operaciones	130,989,676	115,660,000
. Reembolsos recibidos de PETROECUADOR	<u>(130,989,676)</u>	<u>(115,864,950)</u>
Saldo al 31 de diciembre	<u>-</u>	<u>-</u>

Compañías relacionadas

El siguiente es un resumen de las principales transacciones realizadas con compañías y partes relacionadas en el 2006.

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Servicios recibidos		
Petrex S.A. Establecimiento Permanente (1)	6,901,206	-
ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	<u>2,088,030</u>	<u>1,151,811</u>
	<u>8,989,236</u>	<u>1,151,811</u>

Composición de los saldos con compañías y partes relacionadas al 31 de diciembre:

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Pasivo corto plazo		
Petrex S.A. Establecimiento Permanente (1)	1,998,701	-
ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production (2)	1,611,450	1,029,142
Otros	<u>91,453</u>	<u>52,059</u>
	<u>3,701,604</u>	<u>1,081,201</u>

- (1) El saldo corresponde principalmente a la provisión de servicios de perforación por los meses de noviembre y diciembre del 2006.

NOTA 9 - CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS

(Continuación)

- (2) El saldo corresponde principalmente a servicios por asesoría técnica en las operaciones de exploración y explotación de la Sucursal en el Bloque 10.

NOTA 10 - PERENCO

	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Deuda inicial (1)	21,997,532	24,494,624
(-) Facturación correspondiente a las alícuotas de depreciación	(2,679,045)	(2,679,045)
(+)(-) Facturación de otros costos menores	-	181,953
Saldo al 31 de diciembre	19,318,487	21,997,532
(-) Porción corriente de la deuda a largo plazo (2)	(2,679,045)	(2,679,045)
	<u>16,639,442</u>	<u>19,318,487</u>

- (1) Ver Nota 6.

- (2) Valor estimado en función de la depreciación de los activos a una tasa anual del 10%.

NOTA 11- PASIVOS ACUMULADOS

Composición y movimiento:

<u>2006</u>	Saldos al <u>inicio</u>	<u>Incrementos</u>	<u>Utilizaciones</u>	Saldos al <u>final</u>
Beneficios sociales	21,588,230	24,284,679	(22,692,495)	23,180,414 (1)
Impuestos por pagar	21,226,170	31,427,047	(26,040,532)	26,612,685 (2)

NOTA 11- PASIVOS ACUMULADOS

(Continuación)

2005

	<u>Saldos al inicio</u>	<u>Incrementos</u>	<u>Utilizaciones</u>	<u>Saldos al final</u>
Beneficios sociales	17,816,577	21,897,321	(18,125,668)	21,588,230 (1)
Impuestos por pagar	19,477,806	21,226,170	(19,477,806)	21,226,170 (2)

- (1) Corresponde básicamente a la participación de los trabajadores en las utilidades por US\$22,780,962 (2005: US\$21,222,511).
- (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 12 - 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 del año 2006 US\$38,227,826 (2005: US\$43,151,696) fue reinvertida en dicho año; en los términos establecidos en las normas legales vigentes.

Al 31 de diciembre del 2006 la Sucursal transfirió US\$15,659,201 (2005 - US\$13,719,932) del rubro Reinversión de Utilidades al rubro Utilidades acumuladas 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 13 - SITUACION FISCAL

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

Los años 2004 al 2006 se hallan abiertos a revisión por parte de las autoridades tributarias.

NOTA 13 - 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 los años 2006, 2005 y 2004, clasificadas por tasa de impuesto, que consideran las utilidades reinvertidas mencionadas en la Nota 12 anterior:

<u>Año</u>	<u>Bases imponibles del Impuesto a la renta</u>	
	<u>Tasa del</u> <u>25%</u>	<u>Tasa del</u> <u>44.4%</u>
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 12). 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 el 2004, 2005 y 2006, la Sucursal ha estado sujeta a auditorías tributarias en relación con sus obligaciones por impuesto a la renta correspondientes a los ejercicios económicos comprendidos entre los años 2000 y 2003. El 9 de septiembre del 2005 la Sucursal recibió las Actas de Determinación de dichas auditorías, en las cuales las autoridades tributarias principalmente han objetado el uso de la tasa preferencial de impuesto a la renta del 25% sobre las utilidades reinvertidas por la Sucursal en inversiones de producción y, por lo tanto, reclaman que los pagos por impuesto a la renta de dichos años han sido subestimados en los siguientes montos:

(Véase página siguiente)

NOTA 13 - SITUACION FISCAL
(Continuación)

<u>Ejercicio</u>	<u>Valor en</u> <u>US\$ millones</u>
2000	9.2
2001	12.4
2002	7.5
2003	2.9
	32.0

A la fecha de emisión de estos estados financieros la Sucursal tiene pendiente de resolución un reclamo administrativo presentado ante el Tribunal Fiscal en contra de las conclusiones presentadas por las autoridades tributarias en las Actas más arriba mencionadas. En la actualidad no es posible anticipar con certeza el resultado de este asunto o determinar su efecto en la posición financiera de la Sucursal.

NOTA 14 - GARANTIAS

Al 31 de diciembre del 2006, la Sucursal mantiene vigentes garantías aduaneras por US\$524,900 a favor de la Corporación Aduanera Ecuatoriana por importaciones y US\$10,121 para el gobierno por programas de protección del medio ambiente.

NOTA 15 - EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2006 y la fecha de emisión de estos estados financieros (18 de abril del 2007) 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.