PRICEWATERHOUSECOOPERS

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al señor Representante Legal

Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)

Quito, 21 de febrero del 2005

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) al 31 de diciembre del 2004 y 2003 y los correspondientes estados de resultados, 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 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 los 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 reconocidos en los resultados cuando se cumplen las condiciones para su deducción para fines del cálculo del impuesto a la renta.

Al señor Representante Legal
Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)
Quito, 21 de febrero del 2005

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 2004 y 2003 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.

5. Como se explica en la Nota 7, 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 2004; por otra parte, la DNH no ha emitido aún dictámenes sobre las inversiones, costos y gastos y tasa de servicio del año 2004. 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. La Administración de la Sucursal describe en la Nota 3 h) 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 2004 y 2003 y que, básicamente, se fundamenta en el principio de que las disposiciones de la Ley y del Contrato prevalecen sobre las normas reglamentarias.

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 y demás autoridades de control.

PricewaterhouseCoopers

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)

BALANCES GENERALES
31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003
(Expresados en dólares estadounidenses)

Activo	Referencia a Notas	2004	2003
ACTIVO CORRIENTE			
Caja y bancos		490,541	821,354
Cuentas por cobrar			
PETROECUADOR	4	54,902,128	60,645,289
Otros		499,144	664,518
		55,401,272	61,309,807
Gastos pagados por anticipado		73,886	524,046
Total del activo corriente		55,965,698	62,655,207
INVENTARIOS	5	4,748,418	4,462,359
ACTIVOS FIJOS	6	24,743,300	77,470
INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR	7	246,947,512	283,575,392
OTROS ACTIVOS		17,905	13,600
CARGOS DIFERIDOS	8	6,688,117	11,126,176
		339,110,950	361,910,204

Pasivo y patrimonio	Referencia a Notas	2004	2003
PASIVO CORRIENTE			
Proveedores y otros		12,971,754	5,735,459
Pasivo corto plazo			
Casa Matriz		52,456,842	55,588,231
Perenco	10	2,497,092	-
PETROECUADOR	4	2,445,286	5,057,058
		57,399,220	60,645,289
Pasivos acumulados			
Beneficios sociales	11	17,816,577	9,368,758
Impuestos por pagar	11	19,477,805	11,738,432
		37,294,382	21,107,190
Total del pasivo corriente		107,665,356	87,487,938
PASIVO LARGO PLAZO			
Casa Matriz	9	204,950	127,992,195
Perenco	10	21,997,532	-
		22,202,482	127,992,195
PATRIMONIO			
(Véanse estados adjuntos)		209,243,112	146,430,071
		339,110,950	361,910,204

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

Sr. Livio Burbi
Representante legal

Ing. Azucena Carrión
Gerente de Negocios

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS DE RESULTADOS
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2004	2003
Ingresos			
Tasa de servicios		116,835,076	78,747,707
Servicio de transporte de crudo	6	4,196,144	-
		121,031,220	78,747,707
Gastos			
No reembolsables (2003 - incluye US$15,000,000 por pago de indemnización por cancelación de un convenio de transportación)		(1,124,952)	(16,134,604)
Amortización de cargos diferidos	8	(4,438,059)	(4,438,059)
Gastos operativos (servicio de transporte de crudo)		(2,816,366)	-
Gravamen a la actividad petrolera		(96,146)	(145,772)
		(8,475,523)	(20,718,435)
Utilidad operacional		112,555,697	58,029,272
Otros ingresos		7,035	8,880
Utilidad antes de participación de los trabajadores en las utilidades y del impuesto a la renta		112,562,732	58,038,152
Participación de los trabajadores en las utilidades	11	(17,043,512)	(8,860,047)
Impuesto a la renta	11	(32,069,920)	(19,039,525)
1% Investigación tecnológica		(636,259)	(311,674)
Utilidad neta del año		62,813,041	29,826,906

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

Sr. Livio Burbi
Representante legal

Ing. Azucena Carrión
Gerente de Negocios

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	Capital asignado	Reserva legal	Reserva de capital	Reinversión de utilidades	Resultados acumulados	Total
Saldos al 1 de enero del 2003		2,000	-	4,315,708	112,285,457	-	116,603,165
Utilidad neta del año		-	-	-	-	29,826,906	29,826,906
Reinversión de utilidades del año 2003	12	-	-	-	12,447,793	(12,447,793)	-
Saldos al 31 de diciembre del 2003		2,000	-	4,315,708	124,733,250	17,379,113	146,430,071
Apropiación para reserva legal		-	1,000	-	-	(1,000)	-
Utilidad neta del año		-	-	-	-	62,813,041	62,813,041
Reinversión de utilidades del año 2004	12	-	-	-	40,504,032	(40,504,032)	-
Desinversiones libres de distribución por reembolsos recibidos de Petroecuador		-	-	-	(32,042,335)	32,042,335	-
Saldos al 31 de diciembre del 2004		2,000	1,000	4,315,708	133,194,947	71,729,457	209,243,112

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

Sr. Livio Burbi
Representante legal

Ing. Azucena Carrión
Gerente de Negocios

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2004	2003
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		62,813,041	29,826,906
Más cargos a resultados que no representan movimiento de efectivo:			
Amortización de cargos diferidos	8	4,438,059	4,438,059
Depreciación de activos fijos	6	2,130,192	-
		69,381,292	34,264,965
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar		5,908,535	6,914,663
Gastos pagados por anticipado		450,160	374,056
Proveedores y otros		7,236,295	(3,051,329)
Pasivo corto plazo		(2,611,772)	5,057,058
Pasivos acumulados		16,187,192	7,791,510
Perenco		*24,494,624*	-
Casa Matriz		(191,048,634)	(172,097,153)
Efectivo neto (utilizado en) las actividades de operación		(70,002,308)	(120,746,230)
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Incremento neto de Inversiones de exploración desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR		(17,010,885)	(23,064,357)
Disminución de inversiones, de exploración, desarrollo y producción		*53,638,765*	*60,645,503*
Disminución de inventarios		(286,059)	224,486
Incremento de activos fijos	6	(26,796,021)	(77,470)
Disminución de otros activos		(4,305)	5,685
Efectivo neto (utilizado en) las actividades de inversión		9,541,495	37,733,847
Flujo de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Fondos enviados por la Casa Matriz	9	60,130,000	83,750,000
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento		60,130,000	83,750,000
(Disminución) aumento neto de efectivo		(330,813)	737,617
Efectivo al principio del año		*821,354*	*83,737*
Efectivo al fin del año		490,541	821,354

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

Sr. Livio Burbi
Representante legal

Ing. Azucena Carrión
Gerente de Negocios

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003

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.

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

El 19 de enero de 1996, mediante Oficio No.38-PEP-906 el Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR reiteró a la Contratista la invitación de PETROECUADOR a iniciar negociaciones para la construcción del oleoducto secundario Triunfo Nuevo-Condijua. El 29 de marzo de 1996 se llegó a un acuerdo sobre las condiciones que regirán la construcción por parte del Consorcio del oleoducto secundario y de las consecuentes modificaciones al contrato de riesgo, entre las cuales se establecen principalmente:

NOTA 2 - OPERACIONES
(Continuación)

- Distribución de ingresos y prioridad de reembolsos y pagos:

  Los ingresos brutos totales equivalentes al valor de las ventas en el mercado nacional y en el exterior del petróleo crudo serán distribuidos con la siguiente prioridad:

  a) costos de transporte y de comercialización de PETROECUADOR,

  b) costos y gastos de extracción,

  c) factor financiero de la tasa de servicios,

  d) anticipo mensual del margen de comercialidad de PETROECUADOR, a partir del decimotercer mes considerados desde el inicio de la producción,

  e) alícuotas de amortización de inversiones de exploración, desarrollo y producción,

  f) factor utilidad de la tasa de servicios,

- Inversiones en el tramo Triunfo Nuevo - Condijua.

  Las inversiones formarán parte de las inversiones de desarrollo y por lo tanto serán reembolsadas como tales (véase Nota 7).

El 20 de junio de 1996, se firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Riesgo, que incorpora las mencionadas condiciones.

El 27 de julio de 1999 se firmó el Convenio para la ampliación del SOTE entre el Consorcio y PETROECUADOR, con el objeto de establecer un plan para aumentar la capacidad de transporte del oleoducto transecuatoriano y permitir que la producción proveniente del Campo Villano ingrese al SOTE en Baeza sin impactar la capacidad de transporte desde Lago Agrio. En el mes de enero del 2000 se realizó una nueva estimación de los costos del proyecto en la cual se determinó que el costo del mismo ascendería a US$31.5 millones de dólares y que dichas inversiones constituirán parte de las inversiones de desarrollo, de conformidad con el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque 10 de la Región Amazónica y, por consiguiente, serán reembolsadas de acuerdo a lo establecido en el mencionado contrato. Dicha ampliación se concluyó en el año 2000.

NOTA 2 - OPERACIONES
(Continuación)

Actividades durante el 2004

Durante el año 2004 la Sucursal, realizó inversiones por un total de US$m.17,011, correspondientes a (i) perforación del pozo V-13 por un monto aproximado de US$m.15,527, ii) expansiones y modificaciones a la plataforma de perforación por US$m.803, iii) mejoras al sistema de incendios de Baeza por US$m.421 y iv) otras mejoras de CPF por US$m.260.

Actividades durante el 2003

En el año 2003 se realizaron las siguientes actividades: (i) perforación del pozo V-12 desde la Plataforma de Villano A, los cargos por este concepto ascendieron a US$m.8,343; (ii) se concluyeron las instalaciones de manejo de agua en el pozo Villano A las cuales permiten separar el agua del crudo; el agua separada es inyectada a la formación de hollín a través de los pozos V-9 y V-12 logrando de esta manera optimizar la capacidad de transporte de fluido por la línea de flujo, esta inversión entró en operación a finales del mes de junio del 2003; y, (iii) se realizó la expansión del CPF, e instalación del quinto tratador de calor, inversión que entró en operación en el mes de septiembre del 2003. El valor invertido en los proyectos mencionados en (ii) y (iii) ascendió a US$m.14,721.

En el mes de julio del 2003 la Administración de la Sucursal decidió dejar sin efecto el convenio suscrito por la Casa Matriz con la Compañía Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. vigente desde el mes de enero del 2001; la referida decisión originó el pago de una suma de US$15,000,000 por concepto de indemnización por terminación del contrato, la cual se incluye dentro del rubro Gastos no reembolsables.

Etapa 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 2004 la producción de petróleo crudo registró un volumen total de barriles fiscalizado por la DNH de 11,046,447 barriles (2003 - 10,991,868 barriles). El total de las reservas remanentes del Bloque 10 (no auditadas) al 31 de diciembre del 2004 es de 135.2 millones de barriles (2003 - 146.6 millones).

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 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.

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.

El rubro tasa de servicio en el año 2004 incluye una liquidación del año 2003 (2003 - del año 2002) efectuada por PETROECUADOR por un monto de US$2,709,235 (2003 - US$2,506,837), más los valores de tasas de servicios estimados por Petroecuador en el año 2004 y 2003 respectivamente, y pagados completamente al cierre del ejercicio.

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. El saldo del rubro no excede el valor de mercado de los inventarios.

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

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 (Ver 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%.

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

Esta cuenta incluye adicionalmente los montos incurridos en inversiones de exploración adicional que no dieron lugar a descubrimientos comercialmente explotables y que serán amortizados en cinco años a razón del 20% anual. Véase Notas 2 y 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. Hasta el año 2003 debido a la permanencia temporal de la Sucursal en el país, de acuerdo al contrato de prestación de servicios firmado con PETROECUADOR mencionado en la Nota 1, la Administración no consideraba necesario efectuar una provisión por este concepto.

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

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 nuevo 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 las utilidades del 2004 y 2003 en inversiones de su propia actividad, ha calculado el impuesto a la renta a la tasa del 25% sobre la base del criterio aplicado en el año 2002, es decir, utilizó dicha tasa sobre la base imponible de US$54,550,885 y US$16,764,704 respectivamente, que corresponde a las utilidades reinvertidas en el mismo bloque; y la tasa del 44.4% sobre una base imponible de US$40,850,227 y US$33,442,227 respectivamente, por considerar que dichas utilidades no serán reinvertidas. 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.

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

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 - PETROECUADOR

El saldo al 31 de diciembre del 2004 y 2003 corresponde a:

	2004	2003
Cuentas por cobrar		
- Porción corriente de la inversión sujeta a reembolso		
. Costos y gastos	1,373,809	-
. Exploración	-	8,849,350
. Desarrollo y producción	53,528,319	51,795,939
	54,902,128	60,645,289
Cuentas por pagar (1)	2,445,286	5,057,058

(1) Corresponde a una cuenta por pagar por concepto de 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 5 - INVENTARIOS

Composición:

	2004	2003
Materiales en stock	4,684,507	4,423,744
Materiales en tránsito	63,911	38,615
	4,748,418	4,462,359

NOTA 6 - ACTIVOS FIJOS

	2004	2003	Tasa anual de depreciación %
Facilidades para almacenamiento y transporte de crudo (1)	26,790,454	-	10
Equipo de computación	7,247	1,680	33
Flota y equipos de transporte	75,790	75,790	20
	26,873,492	77,470	
Depreciación acumulada	(2,130,192)	-	
Saldo al 31 de diciembre	24,743,300	77,470	

El movimiento del rubro es el siguiente:

	2004	2003
Saldo inicial al 1 de enero	77,470	-
Adiciones netas (1)	26,796,021	77,470
Depreciación del año	(2,130,192)	-
Saldo al 31 de diciembre	24,743,300	77,470

(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 trasportar 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. A la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, la Sucursal no ha recibido ninguna notificación por parte de PETROECUADOR sobre dicho contrato, razón por la cual dicho documento no ha sido suscrito. Estos activos, una vez completada su construcción, fueron transferidos a la Sucursal mediante acta de entrega recepción de fecha 30 de noviembre del 2004. El valor de estos activos será cancelado a Perenco Ecuador Limited mediante la facturación por parte de la Sucursal de (i) una tarifa que cubra la depreciación de los mismos durante un período de diez años, y (ii) una tarifa que cubra los costos de operación y servicios incurridos por la Sucursal más un porcentaje que generará una utilidad razonable a la Sucursal. Durante el año 2004 la Sucursal facturó a Perenco por los conceptos antes mencionados un total de US$4,196,144, generando una utilidad bruta por la operación de US$1,379,778.

NOTA 7 - INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR

Al 31 de diciembre del 2004 y 2003 se presenta en el largo plazo la inversión reembolsable por PETROECUADOR, a partir de los años 2005 y 2004, respectivamente, como sigue:

	2004	2003
De desarrollo y producción (1)	246,947,512	283,575,392

(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.

Están pendientes de revisión por parte de la DNH, las inversiones incurridas en el año 2004, siendo éste el ente responsable de auditar y ratificar las inversiones, costos y gastos sujetos a reembolso. Hasta la fecha de emisión del presente informe, dicho ente ha emitido dictámenes sobre los montos indicados a continuación:

Concepto	Monto de costos y gastos reembolsables
Inversiones de Exploración	85,728,024
Inversiones de Desarrollo	
1997	18,556,758
1998	195,337,685
1999	117,239,110
	331,133,553
Inversiones de Producción	
1999 (1)	42,473,888
2000 (2)	52,265,238
2001	9,962,850
2002	61,163,344
2003	23,043,460
	188,908,780

NOTA 7 - INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR
(Continuación)

(1) 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

(2) En el año 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.

NOTA 8 - CARGOS DIFERIDOS

El siguiente es un detalle del movimiento durante el año de los rubros que componen el saldo de cargos diferidos al 31 de diciembre del 2004 y 2003:

(Véase página siguiente)

NOTA 8 - CARGOS DIFERIDOS
(Continuación)

2004

	Saldos al 31 de diciembre del 2003	Incremento / (disminución)	Saldos al 31 de diciembre del 2004
Cargos de exploración adicional	14,912,203	-	14,912,203
	14,912,203	-	14,912,203
Costos y gastos no reembolsables	2,133,959	-	2,133,959
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	(9,984,081)	(4,438,059)	(14,422,140)
	11,126,176	(4,438,059)	6,688,117

2003

	Saldos al 31 de diciembre del 2002	Incremento / (disminución)	Saldos al 31 de diciembre del 2003
Cargos de exploración adicional	14,912,203	-	14,912,203
	14,912,203	-	14,912,203
Costos y gastos no reembolsables	2,133,959	-	2,133,959
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	(5,546,022)	(4,438,059)	(9,984,081)
	15,564,235	(4,438,059)	11,126,176

NOTA 9 - CASA MATRIZ

Pasivo corto plazo

Corresponde al valor proyectado de las inversiones a ser recuperadas de PETROECUADOR en los años 2004 y 2003, respectivamente. Las condiciones de pago de esta cuenta a la Casa Matriz y, por lo tanto, su clasificación es similar a la de la recuperación que se efectúe de PETROECUADOR.

NOTA 9 - CASA MATRIZ
(Continuación)

Pasivo largo plazo

	2004	2003
Saldo al 1 de enero	127,992,195	203,906,521
. 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 (1)	60,130,000	83,750,000
. Reembolsos recibidos por Casa Matriz	(187,917,245)	(171,904,842)
. Traspaso a porción corriente de la deuda a largo plazo	-	12,240,516
Saldo al 31 de diciembre (2)	204,950	127,992,195

(1) Representa los recursos otorgados por Casa Matriz a la Sucursal para cubrir los costos y gastos de desarrollo y producción.

(2) El pago del saldo con la Casa Matriz está supeditado a que PETROECUADOR reembolse a la Sucursal las inversiones efectuadas. Esta cuenta no devenga intereses.

NOTA 10 - PASIVO CON PERENCO ECUADOR LIMITED

	2004	2003
Deuda inicial (1)	26,790,454	-
(-) Facturación del año 2004 correspondiente a la tarifa por depreciación y otros costos menores	(2,295,830)	-
Saldo al 31 de diciembre	24,494,624	-
(-) Porción corriente de la deuda a largo plazo (2)	(2,497,092)	-
	21,997,532	-

(1) Ver Nota 6.

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

NOTA 11 - PROVISIONES

Composición y movimiento:

2004

	Saldos al inicio	Incrementos	Utilizaciones	Saldos al final	
Beneficios sociales	9,368,758	17,630,289	(9,182,470)	17,816,577	(1)
Impuestos por pagar	11,738,432	24,595,242	(16,855,869)	19,477,805	(2)

2003

	Saldos al inicio	Incrementos	Utilizaciones	Saldos al final	
Beneficios sociales	7,548,287	9,946,255	(8,125,784)	9,368,758	(1)
Impuestos por pagar	5,767,393	14,304,914	(8,333,875)	11,738,432	(2)

(1) Corresponde básicamente a la participación de los trabajadores en las utilidades por US$17,043,512 (2003 - US$8,860,047).

(2) Incluye el impuesto a la renta por pagar, por US$32,069,920 (2003 - US$19,039,525) compensado con las retenciones efectuadas por PETROECUADOR, el 1% de investigación tecnológica, el 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

Una parte de la utilidad neta del año 2004 por US$40,504,032 (2003 - US$12,447,793) fue reinvertida en dicho año; en los términos establecidos en las normas legales vigentes.

En la Ley de Hidrocarburos se 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 las utilidades netas, según los resultados de los estados financieros.

Al 31 de diciembre del 2004 la Sucursal transfirió US$32,042,335 del rubro Reinversión de utilidades al rubro Resultados acumulados para liberar el valor de las inversiones sobre las cuales PETROECUADOR ha realizado el desembolso. Este valor, más los resultados acumulados a dicha fecha se encuentran disponibles para ser remesados a la Casa Matriz.

NOTA 13 - SITUACION FISCAL

Los años 2001 y siguientes se hallan abiertos a revisión por parte de las autoridades tributarias.

Cambios en la legislación -

El Decreto Ejecutivo No. 2430 publicado en el Suplemento al Registro Oficial No. 494 del 31 de diciembre del 2004 incorporó a la legislación tributaria, con vigencia a partir del 2005, nuevas normas sobre la determinación de resultados tributables originados en operaciones con partes relacionadas.

Trámites con el Servicio de Rentas Internas -

En comunicación de fecha 10 de septiembre del 2004 el Servicio de Rentas Internas notificó mediante orden de determinación No. 1170104ATIODPE00099 que procederá con la revisión y determinación de obligaciones tributarias correspondientes al Impuesto a la Renta y Anticipo del Impuesto a la Renta causados en los ejercicio económicos 2000 a 2003.

A la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos aún no se han recibido notificaciones del mencionado Organismo, razón por la cual no es factible determinar si las revisiones antes mencionadas y que se encuentran pendientes de conclusión podrían generar eventuales observaciones por parte de la autoridad tributaria competente, así como eventuales pasivos que pudiesen derivarse de dichas revisiones.

NOTA 14 - GARANTIAS Y CONTINGENCIAS

Garantías

Al 31 de diciembre del 2004, la Sucursal ha entregado garantías aduaneras por US$255,950 a la Corporación Aduanera Ecuatoriana por importación de maquinaria.

Al 31 de diciembre del 2003, la Sucursal entregó garantías aduaneras al Distrito de Aduanas de Quito por un monto de US$24,813, las mismas que vencieron en el mes de abril del 2004.

NOTA 15 - EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2004 y la fecha de emisión de estos estados financieros (21 de febrero del 2005) 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 y que ameriten una mayor exposición.