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 2003

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) al 31 de diciembre del 2002 y 2001 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 Notas 3 a), b), d) y e), 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 2003

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 2002 y 2001 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 las Notas 3 b) y 5, 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 2002; por otra parte, la DNH no ha emitido aún dictámenes sobre las inversiones, costos y gastos y tasa de servicios de los años 2001 y 2002. 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 del cargo por impuesto a la renta del año 2002 y que, básicamente, se fundamentan 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

Ramiro Cruz de la Vega
Apoderado
No. de Licencia
Profesional: 14760

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

BALANCES GENERALES
31 DE DICIEMBRE DEL 2002 Y 2001
(Expresados en dólares estadounidenses)

Activo	Referencia a Notas	2002	2001	Pasivo y patrimonio	Referencia a Notas	2002	2001
ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE			
Caja y bancos		83,737	182,461	Proveedores y otros		8,786,788	7,479,619
Cuentas por cobrar				Pasivo corto plazo			
PETROECUADOR	4	68,021,057	60,646,007	Casa Matriz		68,021,057	57,195,017
Otros		203,413	1,092,347	PETROECUADOR	4	-	10,709,479
		68,224,470	61,738,354			68,021,057	67,904,496
Gastos pagados por anticipado		898,102	616,327	Pasivos acumulados			
				Beneficios sociales	9	7,548,287	11,899,372
				Impuestos por pagar	9	5,767,393	8,768,831
Total del activo corriente		69,206,309	62,537,142			13,315,680	20,668,203
INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR	5	321,156,537	327,623,219	Total del pasivo corriente		90,123,525	96,052,318
INVENTARIOS	6	4,686,845	6,357,827	PASIVO LARGO PLAZO			
				Casa Matriz	8	203,906,521	226,482,603
CUENTAS POR COBRAR LARGO PLAZO		19,285	27,247				
				PATRIMONIO			
CARGOS DIFERIDOS	7	15,564,235	13,353,318	*(Véase estados adjuntos)*		116,603,165	87,363,832
		410,633,211	409,898,753			410,633,211	409,898,753

Las notas explicativas anexas 1 a 14 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 2002 Y 2001
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2002	2001
Ingresos			
Tasa de servicios		52,165,892	82,869,321
Gastos			
No reembolsables		(956,934)	(4,386,049)
Amortización de cargos diferidos	7	(4,189,522)	(426,792)
Gravamen a la actividad petrolera		(89,207)	(347,760)
		(5,235,663)	(5,160,601)
Utilidad operacional		46,930,229	77,708,720
Otros ingresos		-	101,075
Utilidad antes de participación de los trabajadores en las utilidades y del impuesto a la renta		46,930,229	77,809,795
Participación de los trabajadores en las utilidades		(7,193,858)	(11,672,503)
Impuesto a la renta		(10,191,299)	(16,536,046)
1% Investigación tecnológica		(305,739)	(496,081)
Utilidad neta del año		29,239,333	49,105,165

Las notas explicativas anexas 1 a 14 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 2002 Y 2001
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	Capital asignado	Reserva de capital	Reinversión de utilidades	Resultados acumulados	Total
Saldos al 1 de enero del 2001		2,000	4,315,708	-	33,940,959	38,258,667
Reinversión de utilidades del año 2000	10	-	-	33,940,959	(33,940,959)	-
Utilidad neta del año		-	-	-	49,105,165	49,105,165
Saldos al 31 de diciembre del 2001		2,000	4,315,708	33,940,959	- 49,105,165	87,363,832
Reinversión de utilidades del año 2001				49,105,165	(49,105,165)	-
Utilidad neta del año		-	-	-	29,239,333	29,239,333
Reinversión de utilidades del año 2002		-	-	29,239,333	(29,239,333)	-
Saldos al 31 de diciembre del 2002		2,000	4,315,708	83,046,124	-	116,603,165

Las notas explicativas anexas 1 a 14 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 2002 Y 2001
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2002	2001
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		29,239,333	49,105,165
Más cargos a resultados que no representan movimiento de efectivo:			
Amortización de cargos diferidos	7	4,189,522	426,792
		33,428,855	49,531,957
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar		(6,486,116)	148,177
Gastos pagados por anticipado		(281,775)	(371,039)
Proveedores y otros		1,307,169	4,318,972
Pasivo corto plazo		(10,709,479)	6,463,187
Pasivos acumulados		(7,352,523)	6,030,572
Casa Matriz		(56,331,525)	(119,801,799)
Efectivo neto utilizado en las actividades de operación		(46,425,394)	(53,679,973)
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Incremento neto de Inversiones de exploración desarrollo y producción por cuenta de PETROECUADOR		(60,851,835)	(9,923,688)
Disminución (incremento) de inventarios		1,670,982	(564,581)
Disminución (incremento) de otros activos		7,962	(8,930)
Incremento neto de cargos diferidos	7	(6,400,439)	(8,511,764)
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión		(65,573,330)	(19,008,963)
Flujo de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Fondos enviados por la Casa Matriz	8	111,900,000	72,786,700
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento		111,900,000	72,786,700
(Disminución) aumento neto de efectivo		(98,724)	97,764
Efectivo al principio del año		182,461	84,697
Efectivo al fin del año		83,737	182,461

Las notas explicativas anexas 1 a 14 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 2002 Y 2001

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 5).

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 2002

En el año 2002 se realizaron las siguientes actividades: perforación de dos pozos de producción de petróleo Villano 10 y Villano 11, construcción de la línea de flujo entre la plataforma de Villano A y la plataforma de Villano B; compra de un nuevo taladro de reacondicionamiento, para que los pozos V-10 y V-11 entren en producción, expansión del CPF, de tal suerte que alcance una tasa de entrega de 40,000 barriles por día al SOTE, sistema de tratamiento de agua en Villano. Por otra parte, se concluyeron los trabajos de perforación en el pozo Villano Norte, el cual resultó seco por no tener reservas suficientes para su comercialización. El monto incurrido en la perforación de dicho pozo en el año 2002 ascendió a US$6,400,439 que fue registrado en Cargos diferidos, tal como lo establecen las disposiciones legales vigentes, y, será amortizado según lo establecido en la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento. Ver Notas 3 d) y 7.

Actividades durante el 2001

Durante el año 2001 se iniciaron proyectos tales como la ampliación del CPF, la instalación de las facilidades para el Manejo de Aguas de Villano "A" , la construcción de la plataforma Villano B y el inicio de la perforación del pozos Villano 10, los estudios para la construcción de la línea de flujo entre Villano A y Villano B. Además, se efectuó el programa de exploración adicional del campo Villano Norte, para lo cual se inició la perforación de un pozo que a finales de enero del 2002 resultó no tener reservas suficientes para su comercialización. El monto incurrido en la perforación de Villano Norte hasta el 31 de diciembre del 2001 es de US$8,511,764 que fue registrado en Cargos diferidos, tal como lo establecen las disposiciones legales vigentes, y, será amortizado según lo establecido en la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento. Ver Notas 3 d) y 7.

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 2002 la producción de petróleo crudo registró un volumen total de barriles fiscalizado por la DNH de 11,242,653 barriles aproximadamente (2001: 12,829,354 barriles). El total de las reservas remanentes del Bloque 10 al 31 de diciembre del 2002 es de 121.6 millones de barriles (2001: 132.7 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.

Año 2002

Como resultado de una reliquidación provisional efectuada por PETROECUADOR en el año 2002, se actualizaron: i) los parámetros determinados por dicha entidad estatal para el cálculo de la tarifa del transporte del SOTE, ii) el precio del barril de crudo utilizado para valorar el crudo entregado a la Sucursal en pago de las inversiones, costo y gastos y tasa de servicios, y iii) el precio del barril de crudo utilizado para realizar las reliquidaciones de inversiones, costos y gastos de los años 1999, 2000 y 2001. El resultado de este recálculo arrojó un saldo en contra de la Sucursal de US$10,683,502, de los cuales US$8,747,946 corresponden al factor utilidad de la tasa de servicios. De este monto, US$7,258,489 habían sido ya reconocidos por la Sucursal en el año 2001 como un menor valor a recibir por concepto del mencionado factor utilidad de la tasa de servicios. Véase Nota 4.

Los ingresos por el factor utilidad de la tasa de servicios devengados en el año 2002 y no contabilizados al cierre del ejercicio asciende a US$3,506,897 según liquidación provisional.

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

Año 2001

Los ingresos por el factor utilidad de la tasa de servicios devengados en el año 2000 y cobrados en el año 2001 ascienden a US$4,022,194, mientras que al cierre del año 2001 los ingresos por el factor utilidad de la tasa de servicios devengados en dicho año y no contabilizados al cierre del ejercicio asciende a US$84,726 según liquidación provisional.

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.

d) 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 serán amortizados en cinco años a razón del 20% anual. Véase Notas 2 y 7.

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.

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

f) **Jubilación patronal -**

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 considera necesario efectuar una provisión por este concepto.

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 -**

2002

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 íntegramente durante el 2002 las utilidades del año en inversiones de su propia actividad, ha calculado el impuesto a la renta a la tasa del 25%.

2001

La Sucursal registró la provisión para impuesto a la renta correspondiente al año 2001 a una tasa del 25%, con cargo a los resultados del año. La tasa de impuesto del 25% fue utilizada de acuerdo con las disposiciones legales vigentes a esa fecha así como las contenidas en el Contrato. La Sucursal reinvirtió totalmente las utilidades del año 2001 en su propia actividad, según lo indicado en la Nota 10.

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

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 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 2002 y 2001 corresponde a:

	2002	2001	
Cuentas por cobrar			
- Porción corriente de la inversión sujeta a reembolso			
. Costos y gastos	1,714,607	-	
. Exploración	17,145,610	17,145,603	
. Desarrollo y producción	49,160,840	43,500,404	
	68,021,057	60,646,007	
Cuentas por pagar	-	10,709,479	(1)

(1) Corresponde a una cuenta por pagar por concepto de factor utilidad de la tasa de servicio por US$7,258,489 y costos y gastos por US$3,450,990, reembolsados en exceso por PETROECUADOR y que serán compensados en las liquidaciones a ser efectuadas por dicha entidad en el año 2002.

NOTA 5 - INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001 se presenta en el largo plazo la inversión reembolsable por PETROECUADOR, a partir de los años 2003 y 2002, respectivamente, como sigue:

	2002	2001
De exploración (a)	8,572,811	25,718,416
De desarrollo y producción (b)	312,583,726	301,904,803
	321,156,537	327,623,219

(a) inversiones del período de exploración reembolsables por PETROECUADOR mensualmente, en alícuotas iguales en los 5 primeros años de la fase de producción, en especie (hidrocarburos). Sin embargo, de acuerdo a los términos del contrato descrito en la Nota 2, el reembolso de las inversiones estará sujeto a las disponibilidades de crudo que genere la producción del campo.

(b) 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. El esquema de reembolso es similar al aplicable a las inversiones de exploración.

Adicionalmente, están pendientes de revisión por parte de la DNH, las inversiones incurridas en los años 2001 y 2002, 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:

(Véase página siguiente)

NOTA 5 - INVERSIONES DE EXPLORACION, DESARROLLO Y PRODUCCION POR CUENTA DE PETROECUADOR
(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	(1)
	331,133,553	
Inversiones de Producción		
1999	42,473,888	(1)
2000	52,265,238	
	94,739,126	

(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.

NOTA 6 - INVENTARIOS

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, comprende:

(Véase página siguiente)

NOTA 6 - INVENTARIOS
(Continuación)

	2002	2001
Materiales en stock	4,685,321	6,341,561
Materiales en tránsito	1,524	16,266
	4,686,845	6,357,827

NOTA 7 - 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 2002 y 2001:

2002

	Saldos al 31 de diciembre del 2001	Incremento / (disminución)		Saldos al 31 de diciembre del 2002
Cargos de exploración adicional	8,511,764	6,400,439	(1)	14,912,203
	8,511,764	6,400,439		14,912,203
Costos y gastos no reembolsables	1,991,834	-		1,991,834
Cargos propios	142,125	-		142,125
	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)
	14,709,818	-		21,110,257
Amortización acumulada	(1,356,500)	(4,189,522)		(5,546,022)
	13,353,318	(4,189,522)		15,564,235

(Véase página siguiente)

NOTA 7 - CARGOS DIFERIDOS
(Continuación)

2001

	Saldos al 31 de diciembre del 2000	Incremento / (disminución)		Saldos al 31 de diciembre del 2001
Cargos de exploración adicional	-	8,511,764	(1)	8,511,764
	-	8,511,764		8,511,764
Costos y gastos no reembolsables	1,991,834	-		1,991,834
Cargos propios	142,125	-		142,125
	2,133,959	-		10,645,723
Diferencial cambiario	5,144,131	-		5,144,131
Resultado por exposición a la inflación	(1,080,036)	-		(1,080,036)
	6,198,054	-		14,709,818
Amortización acumulada	(929,708)	(426,792)		(1,356,500)
	5,268,346	(426,792)		13,353,318

(1) Ver Notas 2 y 3 e).

NOTA 8 - CASA MATRIZ

Pasivo corto plazo

Corresponde al valor proyectado de las inversiones a ser recuperadas de PETROECUADOR en los años 2003 y 2002, 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.

Pasivo largo plazo

2002

(Véase página siguiente)

NOTA 8 - CASA MATRIZ
(Continuación)

Saldo al 1 de enero del 2002	226,482,603
. Fondos y servicios proporcionados y costos y gastos pagados por Casa Matriz durante el año 2002 por cuenta de la Sucursal para llevar a cabo sus operaciones (1)	111,900,000
. Reembolsos recibidos por Casa Matriz	(122,865,470)
. Traspaso a porción corriente de la deuda a largo plazo	(11,610,612)
Saldo al 31 de diciembre del 2002 (2)	203,906,521

2001

Saldo al 1 de enero del 2001	334,162,806
. Fondos y servicios proporcionados y costos y gastos pagados por Casa Matriz durante el año 2001 por cuenta de la Sucursal para llevar a cabo sus operaciones (1)	72,786,700
. Reembolsos recibidos por Casa Matriz	(169,411,659)
. Traspaso a porción corriente de la deuda a largo plazo	(11,055,244)
Saldo al 31 de diciembre del 2001 (2)	226,482,603

(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 9 - PROVISIONES

Composición y movimiento:

2002

	Saldos al inicio	Incrementos	Utilizaciones	Saldos al final	
Beneficios sociales	11,899,372	8,164,237	(12,515,322)	7,548,287	(2)
Impuestos por pagar	8,768,831	13,113,323	(16,114,761)	5,767,393	(1)

2001

	Saldos al inicio	Incrementos	Utilizaciones	Saldos al final	
Beneficios sociales	8,406,133	12,360,877	(8,867,638)	11,899,372	(2)
Impuestos por pagar	6,231,498	17,382,093	(14,844,760)	8,768,831	(1)

(1) Incluye el impuesto a la renta por pagar, 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.

(2) Corresponde básicamente a la participación de los trabajadores en las utilidades.

NOTA 10 - REINVERSION DE UTILIDADES

Las utilidades netas de los años 2002 y 2001 por US$29,239,333 y US$49,105,165, respectivamente, fueron reinvertidas en dichos años 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.

NOTA 11 - RESERVA LEGAL

De acuerdo con la legislación vigente, la Sucursal debe apropiar por lo menos el 10% de la utilidad neta del año a una reserva legal hasta que el saldo de dicha reserva alcance el 50% del capital asignado.

NOTA 11 - RESERVA LEGAL
(Continuación)

La reserva legal no está disponible para distribución como ganancias a la Casa Matriz, pero puede ser capitalizada o utilizada para absorber pérdidas.

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, la Sucursal no ha efectuado la apropiación de utilidades de la cuenta Resultados acumulados a la cuenta Reserva legal.

NOTA 12 - SITUACION FISCAL

Los años 1999 y siguientes se hallan abiertos a revisión por parte de las autoridades tributarias.

NOTA 13 - GARANTIAS Y CONTINGENCIAS

Garantías

Al 31 de diciembre del 2002, la Sucursal ha entregado garantías aduaneras al Distrito de Aduanas de Quito por un monto de US$1,223,700, las mismas que tienen fecha de vencimiento hasta abril del 2003.

NOTA 14 - EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2002 y la fecha de emisión de estos estados financieros (21 de febrero del 2003) 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.