PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers
del Ecuador Cía Ltda.
Almagro N32-48 y Whymper
Casilla: 17-21-1915
Quito - Ecuador
Teléfonos: (593) 2 562-288 / 525-100
Fax: (593) 2 567-010

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al señor Representante Legal

Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)

12 de marzo del 2001

1. Hemos auditado el balance general adjunto de Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) al 31 de diciembre del 2000 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros son responsabilidad de la Administración de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría.

2. Nuestra auditoría fue efectuada 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 nuestra auditoría provee una base razonable para expresar una opinión.

3. Tal como se explica mas ampliamente en la Notas 3 a) y 3 f), la Sucursal prepara sus estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, modificados de acuerdo a la legislación vigente en lo que respecta a la contabilización de los ingresos por servicios petroleros y amortización de gastos preoperativos y 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 preoperacionales no reembolsables por parte de PETROECUADOR es contabilizada a partir del año en que se recibe el pago del factor utilidad de la tasa de servicios.

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)

PRICEWATERHOUSECOOPERS

Al señor Representante Legal
Agip Oil Ecuador B.V.
(Sucursal Ecuador)
12 de marzo del 2001

al 31 de diciembre del 2000 y los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las bases contables descritas en la Nota 3.

5. Como se explica en las Notas 3 c) y 5, debido a las características de la operación, la Sucursal contabiliza ciertas operaciones con base en liquidaciones preliminares elaboradas conjuntamente con PETROECUADOR, preparadas a partir de los datos contables del Consorcio del Bloque 10, los cuales deben ser revisados y aprobados por las autoridades pertinentes. A la fecha, se encuentran pendientes de reliquidación por parte de PETROECUADOR los reembolsos de inversiones de exploración y desarrollo, costos y gastos y la tasa de servicios devengada en el año 2000. La DNH no ha emitido aún dictámenes sobre las inversiones, costos y gastos y tasa de servicios de los años 1999 y 2000. 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. Tal como se explica mas ampliamente en la Nota 1, mediante escritura de fecha 19 de enero del 2000, inscrita en el Registro de Hidrocarburos el 1 de febrero del 2000, Arco Oriente Inc. (Sucursal Ecuador) transfirió a Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) todos sus derechos y obligaciones en el Bloque 10.

7. En la Nota 3 a) la Administración describe las medidas adoptadas por las autoridades durante el año 2000 para reemplazar la unidad monetaria y convertir la contabilidad a dólares estadounidenses.

8. Con base en lo explicado en el párrafo 3 anterior, el presente informe es para uso exclusivo de la Administración de la Sucursal y para presentación a la Superintendencia de Compañías y demás autoridades de control.

PricewaterhouseCoopers

No. de Registro en la
Superintendencia de
Compañías: 011

Bertha Proaño
Apoderada
No. de Licencia
Profesional: 18370

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

BALANCE GENERAL
31 DE DICIEMBRE DEL 2000
(Expresado en dólares estadounidenses)

Activo			Pasivo y patrimonio		
ACTIVO CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE		
Caja y bancos		84,697	Proveedores y otros		3,160,647
Cuentas por cobrar			Pasivo corto plazo		
PETROECUADOR	60,481,787		Casa Matriz	58,575,567	
Otros	1,404,744	61,886,531	DENISON MINES LIMITED	2,865,742	61,441,309
Gastos pagados por anticipado		245,288	Pasivos acumulados		
			Beneficios sociales	8,406,133	
			Impuestos por pagar	6,231,498	14,637,631
Total del activo corriente		62,216,516			
INVERSIONES DE EXPLORACION Y DESARROLLO			Total del pasivo corriente		79,239,587
POR CUENTA DE PETROECUADOR		378,364,635			
			PASIVO LARGO PLAZO		334,162,806
INVENTARIOS		5,793,246			
			PATRIMONIO		38,258,667
CUENTAS POR COBRAR LARGO PLAZO		18,317			
CARGOS DIFERIDOS		5,268,346			
		451,661,060			451,661,060

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

Franco Polo
Representante legal

Osvaldo Cereda
Gerente Financiero

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADO DE RESULTADOS
AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2000
(Expresado en dólares estadounidenses)

Ingresos	
Tasa de servicios	55,527,490
Gastos	
Amortización de cargos diferidos	(929,708)
No reembolsables	(340,265)
Gravamen a la actividad petrolera	(141,475)
	(1,411,448)
Utilidad operacional	54,116,042
Otros ingresos	12,365
Utilidad antes de participación de los trabajadores en las utilidades y del impuesto a la renta	54,128,407
Participación de los trabajadores en las utilidades	(8,209,061)
Impuesto a la renta	(11,629,502)
1% Investigación tecnológica	(348,885)
Utilidad neta del año	33,940,959

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

Franco Polo
Representante legal

Osvaldo Cereda
Gerente Financiero

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2000
(Expresado en dólares estadounidenses)

	Capital asignado	Reserva por revalorización del patrimonio	Reexpresión monetaria	Reserva de capital	Resultados acumulados	Total
Saldos al 1 de enero del 2000	2,000	267,396	-	-	-	269,396
Ajuste al 31 de marzo del 2000 de los activos no monetarios y del patrimonio, provenientes de ejercicios anteriores, por el índice corrector de brecha entre inflación y devaluación del sucre, según lo requerido por la NEC 17	-	373,132	3,675,180	-	-	4,048,312
Transferencia a la cuenta Reserva de capital requerida por la NEC 17	-	(640,528)	(3,675,180)	4,315,708	-	-
Utilidad neta del año	-	-	-	-	33,940,959	33,940,959
Saldos al 31 de diciembre del 2000	2,000	-	-	4,315,708	33,940,959	38,258,667

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

Franco Polo
Representante legal

Oswaldo Cereda
Gerente Financiero

MQ

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2000
(Expresado en dólares estadounidenses)

Flujo de efectivo de las actividades de operación:	
Utilidad neta del año	33,940,959
Más cargos a resultados que no representan movimiento de efectivo:	
Amortización de cargos diferidos	929,708
	34,870,667
Diferencia en cambio neta originada en activo y pasivo a largo plazo	(11,989)
Cambios en activos y pasivos:	
Cuentas por cobrar	(39,933,738)
Gastos pagados por anticipado	502,135
Proveedores y otros	(2,190,178)
Pasivo corto plazo - Casa Matriz y Denison Mines	101,195,850
Pasivos acumulados	14,567,878
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	109,000,625
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:	
Incremento neto de las Inversiones de exploración y desarrollo por cuenta de PETROECUADOR	(178,675,713)
Incremento de inventarios	(586,937)
Incremento de cuentas por cobrar largo plazo	(2,614)
Incremento neto de cargos diferidos	(740,157)
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(180,005,421)
Flujo de efectivo de las actividades de financiamiento:	
Incremento neto de Casa Matriz	71,087,493
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	71,087,493
Aumento neto de efectivo	82,697
Diferencia por conversión de los saldos iniciales de efectivo	(841)
Efectivo al principio del año	2,841
Efectivo al fin del año	84,697

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

Franco Polo
Representante legal

Osvaldo Cereda
Gerente Financiero

AGIP OIL ECUADOR B.V.
(SUCURSAL ECUADOR)

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DEL 2000

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.

El monto de los activos y pasivos recibidos mediante la cesión mencionada en el párrafo anterior es el siguiente:

(Véase página siguiente)

NOTA 1 - OBJETO LEGAL Y ANTECEDENTES
(Continuación)

	Valor US$
Activos:	
Cuentas por cobrar PETROECUADOR	117,580
Anticipos a proveedores	411,466
Inversiones de exploración y desarrollo por cuenta de PETROECUADOR	284,030,979
Inventarios	4,265,170
Cargos diferidos	1,162,132
Otros activos	68,784
	290,056,111
Pasivos:	
Denison Mines Limited	4,086,726
Otros pasivos	76,078
	4,162,804

La diferencia entre los activos y pasivos recibidos por US$285,893,307 fue acreditada a la Casa Matriz y, por lo tanto, registrada dentro del pasivo a largo plazo - Casa Matriz.

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:

- 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,

NOTA 2 - OPERACIONES
(Continuación)

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. Al 31 de diciembre del 2000 dicha ampliación se encuentra terminada en su totalidad en lo que respecta a los trabajos que debe realizar la Sucursal.

En el año 2000 se completó la perforación de los pozos V-6H, V-7H y V-8H. Se realizaron 7 trabajos de reacondicionamiento de pozos productores y un trabajo de limpieza y estimulación. Se llevaron a cabo las actividades para asegurar un adecuado mantenimiento de las instalaciones del proyecto. Por otra parte, se puso en servicio el sistema de agua producida en el CPF y en Baeza se llevó a cabo el mantenimiento preventivo del sistema de transferencia y del sistema de medidores en la unidad LACT.

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.

NOTA 2 - OPERACIONES
(Continuación)

Durante el año 2000 la producción de petróleo crudo registró un volumen total fiscalizado por la DNH de 10,594,753 barriles aproximadamente. La DNH mediante oficio No. 151-DNH-CO-PT-Y del 11 de agosto del 2000 reguló el cupo de la Sucursal para la entrega del crudo al SOTE y lo fijó en 40,000 bpd. El total de las reservas estimadas del Bloque 10 al 31 de diciembre del 2000 es de 153,600,0000.

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 y amortización de gastos preoperativos y costos no reembolsables, según se explica más ampliamente en las Notas 3 c) y 3 e), y están basados en el costo histórico, modificado para inventarios, cargos diferidos y patrimonio de acuerdo con las pautas de ajuste y conversión a dólares estadounidenses establecidas en la NEC 17, de acuerdo con lo indicado mas adelante.

El 13 de marzo del 2000 el Congreso Nacional aprobó la Ley de Transformación Económica del Ecuador mediante la cual estableció el canje de los sucres en circulación por dólares estadounidenses a una tasa de S/.25,000 por US$1; este proceso quedó concluido al cierre del ejercicio. Las autoridades establecieron que, previo a la conversión de la contabilidad a dólares, las empresas deben ajustar el valor de sus activos y pasivos no monetarios y del patrimonio para corregir el efecto de la brecha acumulada entre la inflación local y la devaluación del sucre con respecto al dólar estadounidense hasta el 31 de marzo del 2000; el referido mecanismo de ajuste consta en la Norma Ecuatoriana de Contabilidad (NEC) 17 "Conversión de Estados Financieros para Efectos de Aplicar el Esquema de Dolarización".

Debido a este cambio en la unidad monetaria, los estados financieros adjuntos expresados en dólares estadounidenses no son comparables con los estados financieros del ejercicio anterior, expresados en sucres. Por este motivo, la Sucursal no cuenta con y no presenta en los estados financieros adjuntos la información comparativa del ejercicio anterior requerida por la NEC 1.

b) **Ajuste y conversión a dólares estadounidenses -**

Las cuentas de la Sucursal, que fueron llevadas en sucres hasta el 31 de marzo del 2000, han sido ajustadas y convertidas a dólares estadounidenses mediante las pautas establecidas en la NEC 17 - "Conversión de Estados Financieros para Efectos de Aplicar el Esquema de Dolarización". Dicha norma establece los siguientes procedimientos de ajuste y conversión:

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

- ajuste por inflación de los activos y del patrimonio (excepto la Reexpresión monetaria) al 31 de marzo del 2000.

- reexpresión de los activos y del patrimonio (excepto la Reexpresión monetaria) mediante la aplicación de un índice especial de corrección de brecha entre la inflación y devaluación del sucre con respecto al dólar estadounidense acumulada entre el 31 de diciembre de 1991, o fecha de origen de cada partida en el caso de ser posterior, y el 31 de marzo del 2000.

- reducción del valor de los activos no monetarios, determinados mediante los procedimientos arriba indicados, a los valores de mercado o de recuperación, en el caso de ser éstos inferiores.

- conversión a dólares estadounidenses de los saldos ajustados en la forma arriba indicada y de las demás cuentas del activo, pasivo y patrimonio y de resultados del período terminado en dicha fecha; la conversión se efectúa a una tasa de cambio de S/.25,000=US$1, establecida oficialmente.

Las contrapartidas de los ajustes mencionados en el párrafo anterior son imputados a la cuenta Reexpresión monetaria del patrimonio cuando éstos corresponden a la corrección del efecto de brecha entre inflación y devaluación acumulado hasta el 31 de diciembre de 1999, y a la cuenta Resultado por exposición a la inflación, registrada dentro de Cargos diferidos, cuando se trata del ajuste por inflación y reexpresión por corrección de brecha entre inflación y devaluación atribuible a los primeros tres meses del año 2000.

Debido a que, según lo establecido en la NEC 17 la contabilidad en dólares se inició con base en la conversión de los saldos en sucres al 31 de marzo del 2000, ajustados en la forma arriba indicada, la contabilidad no proporciona equivalentes en dólares para todos los saldos (en sucres) al inicio del ejercicio de las cuentas del activo, pasivo y patrimonio ni para los movimientos registrados en el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo del 2000. Por este motivo, para fines de información en los estados de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo, la Sucursal asignó equivalentes estimados en dólares a los referidos saldos iniciales y a los movimientos del período expuestos en dichos estados, calculados a la tasa de cambio de S/.25,000 por US$1.

c) **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,

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

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.

Los ingresos por el factor utilidad de la tasa de servicios devengados en 1999 y cobrados y contabilizados en el año 2000 ascienden a US$4,417,545 según liquidación provisional de PETROECUADOR; dichos ingresos están sujetos a una reliquidación posterior. Los ingresos por el factor utilidad de la tasa de servicios devengada en el año 2000 no contabilizados al cierre del ejercicio ascienden a US$4,022,194 según liquidación provisional de PETROECUADOR.

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.

d) **Inventarios -**

Los inventarios se presentan al costo histórico o al valor ajustado y convertido a dólares de acuerdo con lo establecido en la NEC 17, según corresponda utilizando el método promedio ponderado para la imputación de las salidas de dichos inventarios.

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 de acuerdo con lo establecido en la NEC 17, según corresponda, menos la amortización acumulada calculada a una tasa anual del 20%, a partir del mes de abril del año 2000, fecha a partir de la cual se reciben los pagos por concepto del factor utilidad de la tasa de servicios.

El rubro Cargos diferidos también incluye pérdidas netas en cambio, las cuales fueron convertidas a dólares al tipo de cambio de S/.25,000, menos la amortización acumulada calculada a una tasa anual del 20%, a partir del mes de abril del año 2000.

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 deducibilidad para fines del cálculo del impuesto a la renta.

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

g) 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.

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 Sucursal registró la provisión para impuesto a la renta correspondiente al año 2000 a una tasa del 25%, con cargo a los resultados del año. La tasa de impuesto del 25% fue utilizada debido a que la Sucursal reinvirtió la totalidad de las utilidades generadas en el año según lo indicado en la Nota 10. Las entidades que hayan suscrito contratos de exploración y explotación de hidrocarburos con PETROECUADOR están sujetas al impuesto del 0.8% a la circulación de capitales y, al finalizar el ejercicio económico, deberán calcular el impuesto a la renta de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Régimen Tributario Interno y, en el caso de que dicho impuesto exceda el monto pagado por concepto de Impuesto a la circulación de capitales, deberán cancelar la diferencia. El impuesto del 0.8% fue contabilizado como un anticipo del impuesto a la renta del año.

j) Reserva de capital -

La NEC 17 establece que los ajustes por inflación y por corrección de brecha entre inflación y devaluación de las cuentas Capital y Reservas deben imputarse inicialmente a la cuenta Reserva por revalorización del patrimonio para su posterior transferencia, junto con el saldo de la cuenta Reexpresión monetaria, a la Reserva de capital.

Hasta la fecha de emisión de estos estados financieros los Organismos de control no han emitido un pronunciamiento sobre el destino de esta reserva.

NOTA 4 - CUENTAS POR COBRAR A PETROECUADOR

El saldo al 31 de diciembre del 2000 corresponde a cuentas por cobrar por concepto de:

	US$
- Porción corriente de la inversión sujeta a reembolso	
. Costos y gastos	929,246
. Exploración	17,145,605
. Desarrollo	42,406,936
	60,481,787

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

Al 31 de diciembre del 2000 se presenta en el largo plazo la inversión reembolsable por PETROECUADOR, a partir del año 2001 como sigue:

	US$
De exploración (a)	42,864,021
De desarrollo (b)	335,500,614
	378,364,635

(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 reembolsables por PETROECUADOR en el plazo de 10 años, en alícuotas anuales iguales, pagaderas al final de cada año fiscal, 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, al final de cada año fiscal. El esquema de reembolso es similar al aplicable a las inversiones de exploración.

NOTA 5 - INVERSIONES DE EXPLORACION Y DESARROLLO POR CUENTA DE PETROECUADOR
(Continuación)

A la fecha, se encuentran pendientes de reliquidación por parte de PETROECUADOR los reembolsos de las inversiones de exploración y desarrollo, costos y gastos y la tasa de servicios devengada en el año 2000; estos conceptos ascienden a US$165,441,122. Adicionalmente, están pendientes de revisión por parte de la DNH, las inversiones incurridas en 1999 y 2000, 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 US$	
Inversiones de Exploración	85,728,024	
Inversiones de Desarrollo		
1997	18,556,758	
1998	195,337,685	(1)
	213,894,443	

(1) No se reconoció como inversión reembolsable US$8,447,145 correspondiente básicamente a provisiones pendientes de pago al final del año. DNH, en el acta de ajustes y reclasificaciones estableció que estos montos se reconocerán como reembolsables en la auditoría de las inversiones realizadas en el año 1999.

NOTA 6 - INVENTARIOS

Al 31 de diciembre del 2000, comprende:

(Véase página siguiente)

NOTA 6 - INVENTARIOS
(Continuación)

	US$
Materiales en stock	5,728,703
Materiales en tránsito	64,543
	5,793,246

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 2000:

	Saldos al 31 de diciembre de 1999 US$	Incremento (disminución) US$	Efectos NEC 17 US$	Saldos al 31 de diciembre del 2000 US$
Costos y gastos no reembolsables	300,553	741,104	950,177	1,991,834
Cargos propios	81,404	(947)	61,668	142,125
	381,957	740,157	1,011,845 (1)	2,133,959
Diferencial cambiario	1,745,647	3,398,484	-	5,144,131
Resultado por exposición a la inflación (REI)	-	-	(1,080,036)	(1,080,036)
	2,127,604	4,138,641	(68,191)	6,198,054
Amortización acumulada	-	(929,708)	-	(929,708)
	2,127,604	3,208,933	(68,191)	5,268,346

(1) Este efecto fue imputado a las siguientes cuentas:

	US$
Reexpresión monetaria	745,244
Resultado por exposición a la inflación	266,601
	1,011,845

NOTA 8 - CASA MATRIZ

Pasivo corto plazo

Corresponde al valor proyectado de las inversiones a ser recuperadas de PETROECUADOR en el año 2001. 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.

	US$
Pasivo largo plazo	
Saldo al 1 de enero del 2000	154,040,461
Pasivo que surge de la transferencia de derechos y obligaciones de Arco Oriente Inc. (Sucursal Ecuador) (Nota 1)	285,893,307
. Fondos y servicios proporcionados y costos y gastos pagados por Casa Matriz durante el año 2000 por cuenta de la Sucursal para llevar a cabo sus operaciones (1)	71,087,493
. Traspaso a porción corriente de la deuda a largo plazo	(176,858,455)
Saldo al 31 de diciembre del 2000 (2)	334,162,806
Denison Mines Limited (3)	
Saldo al 1 de enero del 2000	1,934,348
Pasivo que surge de la transferencia de derechos y obligaciones de Arco Oriente Inc. (Sucursal Ecuador) (Nota 1)	4,086,726
. Traspaso a porción corriente de la deuda a largo plazo	(6,021,074)
Saldo al 31 de diciembre del 2000	-
	334,162,806

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

(2) Saldo reembolsable a la Casa Matriz a medida en que se recupere de PETROECUADOR la inversión efectuada. Esta cuenta no devenga intereses.

NOTA 8 - CASA MATRIZ
(Continuación)

(3) De acuerdo con las condiciones establecidas en el contrato suscrito en el año 1992, la Sucursal deberá pagar a Denison Mines Limited una parte proporcional del precio de compra de la participación que esta entidad mantenía en el Consorcio hasta septiembre de 1991 por US$7,786,448. El pago de este pasivo está supeditado a que PETROECUADOR reembolse al Consorcio las inversiones efectuadas de acuerdo a lo establecido en el contrato:

- 3% de los reembolsos recibidos en dólares de costos y gastos e inversiones, un mes antes de que estos reembolsos sean remesados al exterior.

- 3% de la tasa de servicios recibida convertida a dólares, un mes antes de que estos montos sean remesados al exterior.

Estos pagos estimados deberán ser ajustados de acuerdo con las liquidaciones finales a ser realizadas con PETROECUADOR.

NOTA 9 - PROVISIONES

Composición y movimiento:

	Saldos al 31 de diciembre de 1999 US$	Incrementos US$	Utilizaciones US$	Saldos al 31 de diciembre del 2000 US$	
Impuestos por pagar	-	14,052,769	(7,821,271)	6,231,498	(1)
Beneficios sociales	69,753	9,306,564	(970,184)	8,406,133	(2)

(1) Incluye el impuesto a la renta por pagar, compensado con las retenciones efectuadas por PETROECUADOR y con el ICC pagado en el año 2000, el 1% de investigación tecnológica, el gravamen a la actividad petrolera, impuesto al valor agregado y retenciones en la fuente.

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

NOTA 10 - REINVERSION DE UTILIDADES

La tasa de impuesto aplicable a las actividades de la Sucursal en el Bloque 10 es del 44.4%. Sin embargo, las normas legales vigentes establecen que las compañías que tengan suscritos contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, están sujetas a la tarifa impositiva del 25% sobre las utilidades reinvertidas en el país. La reinversión deberá (i) efectuarse en la propia actividad de la entidad o en otros contratos para la exploración o explotación de hidrocarburos o en actividades prioritarias definidas por el Consejo Nacional de Desarrollo, (ii) hacerse efectiva en el año impositivo corriente o hasta el 31 de diciembre del año siguiente en que se generó la utilidad y (iii) ser reflejada en los activos de la Sucursal en el país.

La totalidad de la utilidad neta del año de US$33,940,959 fue reinvertida en los términos establecidos en las normas legales vigentes y utilizada durante el año 2000 para el pago de inversiones de desarrollo en el mismo Bloque. Consecuentemente, dicho valor reportado en el estado de cambios en el patrimonio de la Sucursal bajo el rubro Resultados acumulados está pendiente de transferencia al rubro Reinversión de utilidades.

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. La reserva legal no está disponible para distribución de dividendos, pero puede ser capitalizada o utilizada para absorber pérdidas.

Al 31 de diciembre del 2000, la Sucursal no ha efectuado la apropiación de utilidades de la cuenta Resultados acumulados a la cuenta Reserva legal.

NOTA 12 - GARANTIAS

Garantía bancaria

En garantía del fiel cumplimiento del contrato mencionado en la Nota 2, el Consorcio otorga una garantía bancaria a través de Citibank N.A. a PETROECUADOR, equivalente al 20% de las inversiones que el Consorcio existente se comprometió a realizar en los tres primeros años del período de explotación de acuerdo al plan de desarrollo. A la fecha de emisión de estos estados financieros la garantía otorgada por la Sucursal, cuyo vencimiento es el 31 de marzo del 2001, asciende a US$21,688.

NOTA 13 - AJUSTES DERIVADOS DE LA APLICACION DE LA NEC 17

Se originaron como contrapartida de los ajustes efectuados en los siguientes rubros:

Ajustes imputados a la cuenta Reexpresión monetaria:

	Débito/ (crédito) US$
Inventarios	(3,375,710)
Cargos diferidos	(745,244)
Patrimonio (1)	
Capital y reservas	445,774
	(3,675,180)

Ajustes imputados a la cuenta Resultados por exposición a la inflación (incluida en Cargos diferidos):

	Débito/ (crédito) US$
Inventarios	(740,793)
Cargos diferidos	(266,601)
Patrimonio (1)	
Capital y reservas	(72,642)
	(1,080,036)

(1) Los ajustes correspondientes a las cuentas del patrimonio fueron incluidos en la cuenta Reserva por revalorización del patrimonio, según se expone en el estado de cambios en el patrimonio.

NOTA 14 - SITUACION FISCAL

Los años 1998 y siguientes se hallan abiertos a revisión por parte de las autoridades tributarias.

NOTA 15 - EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2000 y la fecha de emisión de estos estados financieros (12 de marzo del 2001) 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.