

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Directores de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador:

1. Hemos auditado el balance general adjunto de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador (una sucursal de Overseas Petroleum and Investment Corporation constituida en Panamá) al 31 de diciembre del 2002, y los correspondientes estados de resultados, de patrimonio y de flujos de caja por el año terminado en esa fecha. Dichos estados financieros son responsabilidad de la Gerencia de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados financieros basados en nuestra auditoría. Como se explica con mayor detalle en la Nota 2 a los estados financieros adjuntos, los estados financieros de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador por el año terminado el 31 de diciembre del 2001 fueron examinados por otros auditores, quienes emitieron una opinión con salvedades con fecha Febrero 8, 2002 y Abril 16, 2002, para el evento subsecuente.
2. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en el Ecuador. Dichas normas requieren que una auditoría sea diseñada y realizada para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen errores importantes. 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 importantes hechas por la gerencia, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestra auditoría provee una base razonable para nuestra opinión.
3. Tal como se explica en la Nota 3, los estados financieros mencionados en el primer párrafo fueron preparados de acuerdo con normas ecuatorianas de contabilidad, complementadas en ciertos aspectos con disposiciones de los reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos emitidos por el Gobierno Ecuatoriano, las cuales podrían diferir de las normas internacionales de contabilidad.
4. De acuerdo con la resolución No. 99.1.3.3.0011 de la Superintendencia de Compañías del Ecuador, al 31 de diciembre de 1999, la Sucursal difirió pérdidas en cambio para amortizarlas a partir del año 2000, en un plazo de hasta cinco años. Durante el año 2002, la Sucursal amortizó con cargo a resultados US\$27,200,000 de la pérdida en cambio diferida. De acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, las pérdidas en cambio deben registrarse en los resultados del año en que tiene lugar la variación en el tipo de cambio que las origina. Debido a lo anterior, al 31 de diciembre del 2002, el saldo de otros activos y el patrimonio de la Sucursal se encuentran sobrevaluados en US\$33,000,000 y la pérdida neta se encuentra sobrevaluada en US\$27,200,000.

5. En nuestra opinión, excepto por los efectos del asunto mencionado en el párrafo 4, los estados financieros mencionados en el primer párrafo presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador al 31 de diciembre del 2002, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de caja por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con normas ecuatorianas de contabilidad, complementadas en ciertos aspectos con disposiciones de los reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos emitidos por el Gobierno Ecuatoriano.
6. Según se menciona con mayor detalle en la Nota 12 a los estados financieros, el 17 de agosto del 2001 la Contraloría General del Estado emitió una glosa relacionada con diferencias en el pago de las tarifas de transporte de petróleo crudo de la Contratista del Bloque 16 a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), en la que se establece la obligación de pagar a Petroecuador US\$60,621,648 (US\$18,792,711 corresponden a la Sucursal). Los estados financieros del operador al 31 de diciembre del 2002 incluyen una provisión de US\$21,000,000 (US\$6,510,000 corresponden a la Sucursal) para cubrir cualquier pérdida que podría resultar de este asunto.
7. Como se menciona en la Nota 12 a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre del 2002 la Contratista del Bloque 16, en el cual la Sucursal participa en el 31%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por US\$29,867,510 (US\$9,258,928 corresponden a la Sucursal), por concepto de Impuesto al Valor Agregado (IVA) pagado en la importación y adquisición local de bienes y servicios necesarios para la producción de hidrocarburos destinada a la exportación, sobre el cual, de acuerdo con la Ley, tendría derecho a la devolución por parte del SRI. En agosto del 2001, la Contratista al igual que otras compañías que producen y exportan petróleo en el territorio ecuatoriano, fueron notificadas por el SRI de que dichos valores no serán devueltos, fundamentando su decisión, principalmente, en el hecho de que, según su criterio, el IVA ya fue considerado en su momento al establecer su participación en la producción de petróleo. Hasta el 31 de diciembre del 2002, el operador de la Contratista ha presentado reclamos de devolución de IVA por US\$16,322,044 y se encuentran en proceso y pendientes de reclamación US\$13,545,466. A criterio de la Gerencia del operador de la Contratista y de sus asesores legales, existen argumentos de hecho y de derecho para obtener una resolución favorable; sin embargo, a la fecha de emisión de este informe, la situación es incierta.

Deloitte & Touche

Mayo 16, 2003
Registro No. 019



Jorge Saltos
Licencia No. 16555

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR**BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002 Y 2001**

(Expresados en millones de U.S. dólares)

ACTIVOS	Notas	2002	2001
ACTIVOS CORRIENTES:			
Inventarios		1,364,759	2,124,020
Cuentas por cobrar y gastos anticipados		<u>386,957</u>	<u> </u>
Total activos corrientes		<u>1,751,716</u>	<u>2,124,020</u>
MOBILIARIO Y EQUIPO		<u>255,273</u>	<u>541,500</u>
INVERSIONES EN EXPLORACION Y EXPLOTACION	5	<u>132,268,433</u>	<u>112,650,981</u>
OTROS ACTIVOS	6	<u>34,973,106</u>	<u>62,194,955</u>
TOTAL		<u>169,248,528</u>	<u>177,511,456</u>
PASIVOS Y PATRIMONIO DE LA SUCURSAL			
PASIVOS CORRIENTES:			
Casa Matriz	7	101,245,905	99,588,870
Cuentas por pagar operadores	8	3,750,432	8,147,767
Otras cuentas por pagar		<u>1,724,018</u>	<u> </u>
Total pasivos corrientes		<u>106,720,355</u>	<u>107,736,637</u>
PATRIMONIO DE LA SUCURSAL:			
Capital asignado	10	2,000	2,000
Aportes para futuras capitalizaciones		158,198	158,198
Reserva de capital	11	189,656,181	189,656,181
Déficit acumulado		<u>(127,288,206)</u>	<u>(120,041,560)</u>
Patrimonio de la Sucursal		<u>62,528,179</u>	<u>69,774,819</u>
TOTAL		<u>169,248,528</u>	<u>177,511,456</u>

Ver notas a los estados financieros

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR

ESTADOS DE RESULTADOS

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002 Y 2001

(Expresados en millones de U.S. dólares)

	2002	2001
INGRESOS:		
Ventas de crudo	56,815,480	54,171,333
Ingresos por servicios específicos	<u>2,796,096</u>	<u>4,391,570</u>
Total	<u>59,611,576</u>	<u>58,562,903</u>
COSTO DE VENTAS:		
Costo de ventas	23,489,466	23,054,259
Amortización, agotamiento y depreciación	<u>7,718,158</u>	<u>35,497,194</u>
Total	<u>31,207,624</u>	<u>58,551,433</u>
MARGEN BRUTO	28,403,952	11,470
GASTOS DE ADMINISTRACION	<u>6,233,740</u>	<u>5,379,978</u>
UTILIDAD (PERDIDA) DE OPERACIONES	<u>22,170,212</u>	<u>(5,368,508)</u>
OTROS GASTOS:		
Gastos financieros	30,273	74,410
Amortización de pérdidas en cambio	27,200,000	6,700,000
Otros gastos, neto	<u>2,186,585</u>	<u>619,225</u>
Total	<u>29,416,858</u>	<u>7,393,635</u>
PERDIDA NETA	<u>(7,246,646)</u>	<u>(12,762,143)</u>

Ver notas a los estados financieros

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR

**ESTADOS DE PATRIMONIO DE LA SUCURSAL
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002 Y 2001**

(Expresados en millones de U.S. dólares)

	<u>Capital asignado</u>	<u>Aportes para futuras capitalizaciones</u>	<u>Reserva de capital</u>	<u>Déficit acumulado</u>	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2000	2,000	158,198	189,656,181	(107,279,417)	82,536,962
Pérdida neta	—	—	—	(12,762,143)	(12,762,143)
Saldos al 31 de diciembre del 2001	2,000	158,198	189,656,181	(120,041,560)	69,774,819
Pérdida neta	—	—	—	(7,246,646)	(7,246,646)
Saldos al 31 de diciembre del 2002	<u>2,000</u>	<u>158,198</u>	<u>189,656,181</u>	<u>(127,288,206)</u>	<u>62,528,173</u>

Ver notas a los estados financieros

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR**ESTADOS DE FLUJOS DE CAJA
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002 Y 2001**

(Expresados en millones de U.S. dólares)

	2002	2001
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Recibido de clientes	59,611,576	58,562,903
Efectivo pagado a proveedores, socios y empleados	(30,367,184)	(38,704,356)
Intereses pagados	(30,273)	(74,410)
Otros gastos, neto	<u>(1,940,342)</u>	<u>(619,225)</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>27,273,777</u>	<u>19,164,912</u>
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Incremento en activo fijo	(25,100)	(10,681)
Incremento en inversiones en exploración y explotación	<u>(27,248,677)</u>	<u>(19,154,231)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(27,273,777)</u>	<u>(19,164,912)</u>
BANCOS:		
Incremento neto del año		
Comienzo del año	-	-
FIN DEL AÑO	<u>-</u>	<u>-</u>
CONCILIACION DE LA PERDIDA NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Pérdida neta	(7,246,646)	(12,762,143)
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto proveniente de actividades de operación		
Amortización, agotamiento y depreciación	7,718,158	35,497,196
Amortización de pérdida en cambio diferida	27,200,000	6,700,000
Ajustes a mobiliario y equipo	246,243	
Cambios en activos y pasivos:		
Inventarios	759,261	861,727
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	(386,957)	
Cuentas por pagar operadores	(4,397,335)	10,836,658
Casa Matriz	1,657,035	(21,968,526)
Pasivos acumulados	<u>1,724,018</u>	<u>-</u>
EFFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION	<u>27,273,777</u>	<u>19,164,912</u>

Ver notas a los estados financieros

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION - SUCURSAL ECUADOR

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002 Y 2001

1. OPERACIONES

Overseas Petroleum and Investment Company es una compañía constituida en Panamá, subsidiaria de Overseas Petroleum and Investment Company de Taiwan. En el Ecuador la Sucursal se encuentra inscrita en el Ministerio de Energía y Minas del Ecuador desde el año de 1986, posee derechos mineros sobre dos bloques de explotación: Bloque 16 y Bloque 17.

Los estados financieros han sido preparados en U.S. dólares como resultado del proceso de dolarización de la economía a través del cual el Gobierno Ecuatoriano fijó como moneda de curso legal del país, el dólar de los Estados Unidos de América.

Si bien el proceso de dolarización incorpora el dólar de los Estados Unidos de América como una moneda estable, la variación en los índices de precios al consumidor (Ver Nota 4) en la República del Ecuador, afecta la comparabilidad de los importes incluidos en los estados financieros adjuntos por el año terminado el 31 de diciembre del 2002. Por lo tanto, el análisis comparativo de tales estados financieros debe hacerse considerando tal circunstancia.

Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi - Capirón - El 27 de diciembre de 1996, el Consorcio en el que la Sucursal mantiene una participación del 31%, firmó con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador los acuerdos modificatorios de los contratos de prestación de servicios a contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16 en un área de 200,000 hectáreas en el oriente ecuatoriano, la explotación unificada de los yacimientos comunes del campo Bogi - Capirón y el desarrollo y producción de petróleo crudo en el área de Tivacuno. Dichos acuerdos entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 1997.

Los contratos establecen que el Estado Ecuatoriano y Petroecuador no asumen riesgo alguno por la exploración y explotación. La producción de petróleo crudo será distribuida entre la Contratista y el Estado Ecuatoriano de acuerdo con los porcentajes establecidos (Véase porcentajes más adelante). Las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración del crudo están a cargo de la Contratista. El período de exploración rige hasta el 31 de enero del 2012, pudiendo ser prorrogable siempre y cuando convenga a los intereses del Estado Ecuatoriano. Al término del período de explotación, la Contratista entregará a Petroecuador, sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura de propiedad de la Contratista.

Los principales aspectos establecidos en los acuerdos modificatorios a los contratos antes mencionados se detallan a continuación:

La Contratista tiene el derecho exclusivo de ejecutar, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración de petróleo crudo y explotación adicional en el área del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi - Capirón, invirtiendo los capitales y utilizando el personal, los equipos, maquinarias y tecnología necesarios para su cabal cumplimiento, por lo cual recibe, como participación los siguientes porcentajes de la producción fiscalizada:

Bloque 16

<u>Producción diaria</u>	... <u>Participación</u> ...	
	<u>Contratista</u>	Estado <u>Ecuatoriano</u> (Porcentaje)
Menor a 20.000 barriles	84.74	15.26
20.001 a 40.000 barriles	77.00	23.00
Mayor a 40.000 barriles	60.00	40.00

La producción del Bloque 16 durante los años 2002 y 2001 fue de 7.2 millones y 8.7 millones de barriles de petróleo crudo, respectivamente, siendo la participación promedio de la Contratista en la producción del 84% en el 2002 y del 83% en el 2001 y la participación del Estado Ecuatoriano del 16% en el 2002 y del 17% en el 2001.

Campo Unificado Bogi - Capirón

<u>Producción diaria</u>	... <u>Participación</u> ...	
	<u>Contratista</u>	Estado <u>Ecuatoriano</u> (Porcentaje)
Menor a 5.000 barriles	82.00	18.00
5.001 a 15.000 barriles	73.50	26.50
Mayor a 15.000 barriles	62.00	38.00

La producción del Campo Unificado Bogi - Capirón durante los años 2002 y 2001 fue de 2.2 millones y 2.1 millones de barriles de petróleo crudo, respectivamente, siendo la participación promedio de la Contratista en la producción del 81% y la participación del Estado Ecuatoriano del 19% para los dos años.

Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo Crudo en el Área Tivacuno - El Consorcio tiene derecho a realizar las actividades de desarrollo y producción de petróleo crudo en el área de Tivacuno, aportando tecnología, capitales, equipos y maquinaria necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el contrato, por lo cual recibe un honorario que es calculado en función de los siguientes porcentajes de producción fiscalizada:

<u>Producción diaria</u>	... <u>Participación</u> ...	
	<u>Contratista</u>	Estado <u>Ecuatoriano</u> (Porcentaje)
Menor a 5.000 barriles	83.80	16.20
5.001 a 10.000 barriles	78.00	22.00
Mayor a 10.000 barriles	68.00	32.00

La participación promedio de el Consorcio en la producción del área Tivacuno fue del 84% y la participación del Estado Ecuatoriano fue del 16% para los años 2002 y 2001.

Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 17 - El 4 de mayo de 1987, el consorcio en el que la Sucursal mantiene una participación del 30%, firmó con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador un contrato de prestación de servicios para la

exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque en un área de 200,000 hectáreas en el oriente ecuatoriano. En diciembre de 1995 se reduce el área a 119,700 hectáreas.

El 29 de diciembre de 1999, Petroecuador autorizó el período de explotación, que incluye desarrollo y producción en el campo Hormiguero. Este período tiene una duración de 20 años, pudiendo ser prorrogable a solicitud del consorcio.

Dicho contrato establece que el Estado Ecuatoriano y Petroecuador no asumen riesgo alguno de exploración y explotación y que todos los hidrocarburos que se encuentren serán propiedad del Estado Ecuatoriano a través de Petroecuador.

El 23 de marzo del 2000, el consorcio, firmó con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador el acuerdo modificatorio del contrato de prestación de servicios a un contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque el cual fue inscrito en el Registro Nacional de Hidrocarburos el 7 de abril del 2000. Las principales modificaciones son las siguientes:

El consorcio tiene derecho exclusivo de ejecutar, por su cuenta y riesgo, las actividades de explotación de petróleo crudo y exploración adicional en el área del Bloque No. 17, invirtiendo los capitales y utilizando el personal, los equipos, maquinarias y tecnología necesarios para su cabal cumplimiento a cambio de lo cual recibe, como participación los siguientes porcentajes de la producción fiscalizada:

Bloque 17

<u>Producción diaria</u>	<u>... Participación ...</u>	
	<u>Contratista</u>	<u>Estado Ecuatoriano</u>
	<u>(Porcentaje)</u>	
Menor a 6.000 barriles	85.50	14.50
6.001 a 12.000 barriles	85.00	15.00
Mayor a 12.000 barriles	70.00	30.00

Debido al incremento en la tarifa de transporte del SOTE, el Contrato de Participación del Bloque 17, establece la compensación de esta variación de la tarifa, modificando su porcentaje de participación en la producción de petróleo crudo.

La producción del Bloque 17 durante los años 2002 y 2001 fue de aproximadamente 598 mil y 526 mil barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación de la Contratista en la producción del 87.5% y la participación del Estado Ecuatoriano del 12.5% para los dos años.

El período de explotación rige hasta el 23 de diciembre del 2018, pudiendo ser prorrogable siempre y cuando convenga a los intereses del estado.

2. INFORME ANTERIOR DE AUDITORES INDEPENDIENTES

Con fecha Febrero 8, 2002 y Abril 16, 2002 para el evento subsecuente, otros auditores independientes emitieron su informe de auditoría de los estados financieros de la Sucursal por el año terminado el 31 de diciembre del 2001, cuya opinión incluyó los siguientes párrafos:

Limitaciones al Alcance:

- Falta de confirmación de cuentas por cobrar y pagar a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador, cuentas por pagar netas a operadores;
- Falta de documentación sustentatoria de ciertas cuentas por pagar; y,
- Falta de un estudio de obsolescencia de inventarios.

Desviación a Principios Contables - Diferimiento de las pérdidas en cambio generadas en años anteriores y reconocimiento en los resultados del año 2001 de la amortización de dichas pérdidas.

Contingencia - Glosa de la Contraloría General del Estado Ecuatoriano como resultado del informe acerca de las tarifas de transporte de petróleo crudo de la Contratista a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).

Párrafo de Incertidumbre - Recuperación del Impuesto al Valor Agregado reclamado al Servicio de Rentas Internas (SRI).

3. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables de la Sucursal son las establecidas por la Federación Nacional de Contadores del Ecuador y autorizadas por la Superintendencia de Compañías del Ecuador. Estas políticas están basadas en Normas Ecuatorianas de Contabilidad, complementadas en ciertos aspectos con las disposiciones de los reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos emitidos por el Gobierno Ecuatoriano, las cuales podrían diferir de las normas internacionales de contabilidad. Estas normas requieren que la Gerencia realice ciertas estimaciones y establezca algunos supuestos inherentes a la actividad económica de la entidad, con el propósito de determinar la valuación y presentación de algunas partidas que forman parte de los estados financieros. En opinión de la Gerencia, tales estimaciones y supuestos estuvieron basados en la mejor utilización de la información disponible al momento, los cuales podrían llegar a diferir de sus efectos finales.

A continuación se resumen las principales prácticas contables seguidas por la Sucursal en la preparación de sus estados financieros:

A partir del año 2001, las cuentas de activos y pasivos corrientes de la Contratista del Bloque 16 y Tivacuno, de la cual la Sucursal es partícipe, registran todas las transacciones al 100% de su valor en los libros de la operadora, excepto inventarios, que son registrados en los libros de cada partícipe de acuerdo a su participación proporcional en la Contratista. Las cuentas antes mencionadas son distribuidas por la Operadora a las otras Compañías Partícipes de la Contratista, al momento de su cobro o pago.

Valuación de Inventarios - Al costo de adquisición que no excede a sus valores de reposición.

Inversiones en Exploración y Explotación - Las inversiones en exploración y explotación están registradas a una base que se asemeja al costo histórico. De acuerdo con disposiciones del Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, las inversiones del período de preproducción se amortizan bajo el método de línea recta durante cinco años, a partir del inicio del período de producción. La totalidad de las inversiones del período de producción correspondientes a todos los campos se amortizan durante la vigencia del contrato, bajo el método de unidades de producción en base de las reservas probadas totales de petróleo de cada bloque en los que la Sucursal participa como miembro. Las normas internacionales de contabilidad requieren que las inversiones en exploración y explotación sean amortizadas en función a las reservas probadas totales y/o reservas probadas desarrolladas.

Otros Activos - Constituyen principalmente el saldo de las pérdidas en cambio diferidas de años anteriores activadas de acuerdo con lo permitido por disposiciones legales, las cuales se amortizan durante un período de hasta 5 años.

Reclasificaciones - Para fines comparativos, ciertas cuentas de los estados financieros del año 2001 han sido reclasificadas de acuerdo a la presentación del año corriente.

4. INDICES DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

El siguiente cuadro presenta información relacionada con el porcentaje de variación en los índices de precios al consumidor preparado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos.

<u>Año Terminado</u> <u>Diciembre 31</u>	<u>Variación</u> <u>Porcentual</u>
1999	61
2000	91
2001	22
2002	9

5. INVERSIONES EN EXPLORACION Y EXPLOTACION

Las inversiones en exploración y explotación son como sigue:

	... Diciembre 31, 2002 ...		
	Inversiones en:		
	<u>Pre-producción</u>	<u>Producción</u>	<u>Total</u>
	... (en millones de US dólares) ...		
Bloque 16 y Bogi - Capirón	65,808,000	132,129,911	197,937,911
Tivacuno	12,229,000	5,887,708	18,116,708
Bloque 17	<u>14,581,672</u>	<u>6,028,333</u>	<u>20,610,005</u>
Total	92,618,672	144,045,952	236,664,624
Amortización acumulada	<u>(86,056,929)</u>	<u>(18,339,262)</u>	<u>(104,396,191)</u>
Inversiones en exploración y explotación, netas	<u>6,561,743</u>	<u>125,706,690</u>	<u>132,268,433</u>

... Diciembre 31, 2001 ...

Inversiones en:

Pre-producción Producción Total

... (en millones de US dólares) ...

Bloque 16 y Bogi - Capirón	65,808,000	108,137,783	173,945,783
Tivacuno	12,229,000	5,887,708	18,116,708
Bloque 17	<u>14,581,672</u>	<u>2,771,784</u>	<u>17,353,456</u>
Total	92,618,672	116,797,275	209,415,947
Amortización acumulada	<u>(83,140,594)</u>	<u>(13,624,372)</u>	<u>(96,764,966)</u>
Inversiones en exploración y explotación, netas	<u>9,478,078</u>	<u>103,172,903</u>	<u>112,650,981</u>

Inversiones de Preproducción - Se amortizan en línea recta durante cinco años a partir de la fecha efectiva de modificación de los contratos de prestación de servicios a contratos de participación. Al 31 de diciembre del 2001, las inversiones de preproducción del Bloque 16, Bogi - Capirón y Tivacuno se encuentran totalmente amortizadas.

Las inversiones de producción se amortizan por unidades de producción a partir del siguiente año fiscal a aquel en que fueron capitalizadas, en función del volumen producido de las reservas probadas.

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, las reservas probadas ajustadas de las Contratistas al inicio de cada año y el volumen de producción fueron como sigue:

	Reservas Probadas Ajustadas		Volumen de Producción del año	
	<u>2002</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>
	...(en miles de barriles de petróleo crudo)...			
Bloque 16 y Bogi - Capirón	<u>249,947</u>	<u>270,407</u>	<u>9,705</u>	<u>10,755</u>
Tivacuno	<u>773</u>	<u>2,243</u>	<u>533</u>	<u>937</u>
Bloque 17	<u>12,684</u>	<u>13,282</u>	<u>598</u>	<u>526</u>

Los movimientos de las inversiones de exploración y explotación fueron como sigue:

	<u>2002</u>	<u>2001</u>
	(en millones de U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	112,650,981	128,570,847
Adiciones	7,248,677	19,154,231
Amortización	<u>(7,631,225)</u>	<u>(35,074,097)</u>
Saldos netos al fin del año	<u>132,268,433</u>	<u>112,650,981</u>

6. OTROS ACTIVOS

Un resumen de los otros activos es como sigue:

	... Diciembre 31 ...	
	<u>2002</u>	<u>2001</u>
	(en millones de U.S. dólares)	
Pérdidas en cambio	96,178,259	96,178,259
Inversiones no reembolsables	2,125,183	2,125,183
Amortización acumulada	<u>(63,330,336)</u>	<u>(36,108,487)</u>
Total	<u>34,973,106</u>	<u>62,194,955</u>

Pérdidas en Cambio - Constituyen pérdidas en cambio de años anteriores activadas de acuerdo con lo permitido por disposiciones legales, las cuales se amortizan durante un período de hasta cinco años. Durante los años 2002 y 2001, la Sucursal registró US\$27,200,000 y US\$6,700,000 con cargo a resultados, en concepto de amortización de las referidas pérdidas.

7. CASA MATRIZ

El saldo de casa matriz representa principalmente las transferencias hechas por ésta para los desembolsos de inversión en las etapas de exploración y explotación, cargos por costos financieros sobre las inversiones en desarrollo y producción y servicios prestados por Overseas Petroleum and Investment Corporation y otros cargos por servicios.

8. CUENTAS POR PAGAR OPERADORES

La Sucursal mantiene los siguientes saldos por pagar (cobrar) con los operadores de las Contratistas.

	... Diciembre 31 ...	
	<u>2002</u>	<u>2001</u>
	(en millones de U.S. dólares)	
Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador	4,004,069	7,907,588
Vintange Oil Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador	<u>(253,637)</u>	<u>240,179</u>
Total	<u>3,750,432</u>	<u>8,147,767</u>

Mediante convenio de operación, las compañías partícipes de la Contratista del Bloque 16 y Area Tivacuno nombraron como operadora a YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador para su exploración y explotación. Mediante escrituras públicas celebradas el 10 de enero del 2001, YPF Ecuador, Inc. - Sucursal Ecuador cedió a Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador, la totalidad de sus activos y pasivos, así como sus derechos y obligaciones y la operación de la Contratista para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16 y en la actividades de desarrollo y producción de petróleo crudo en el Area Tivacuno. Las escrituras del Bloque 16 y del Area Tivacuno fueron inscritas en el Registro de Hidrocarburos el 18 de enero y el 30 de noviembre del 2001, respectivamente. Así mismo, mediante convenio de operación, las sucursales partícipes de la

Contratista para la exploración y explotación del Bloque 17 nombraron como operadora a Vintage Oil Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador.

9. IMPUESTO A LA RENTA

De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se establece en el 25% sobre las utilidades sujetas a distribución y en el 15% sobre las utilidades sujetas a capitalización. Los dividendos en efectivo que se declaren o distribuyan a favor de la Casa Matriz no se encuentran sujetos a retención adicional alguna. Una reconciliación entre la pérdida neta según estados financieros y la pérdida tributaria, es como sigue:

	... Diciembre 31 ...	
	<u>2002</u>	<u>2001</u>
	(en millones de U.S. dólares)	
Pérdida según estados financieros	(7,246,646)	(12,762,143)
Gastos no deducibles	2,207,580	308,367
Ajuste de ventas de crudo al precio de referencia	749,620	3,708,200
Ingresos exentos	<u>(421,522)</u>	<u>(45,810)</u>
Pérdida tributaria	<u>(4,710,968)</u>	<u>(8,791,386)</u>

Las pérdidas tributarias pueden ser amortizadas con las utilidades generadas en los 5 años subsiguientes, sin que esta amortización supere el 25% de la utilidad gravable del año.

10. CAPITAL ASIGNADO

El capital asignado a la Sucursal representa la inversión extranjera directa registrada en el Banco Central del Ecuador. La Sucursal está registrada en la Superintendencia de Compañías del Ecuador como sucursal de compañía extranjera.

11. RESERVA DE CAPITAL

Incluye los valores de las cuentas Reserva por Revalorización del Patrimonio y Reexpresión Monetaria originadas en la corrección monetaria del patrimonio y de los activos y pasivos no monetarios de años anteriores, respectivamente, transferidos a esta cuenta. Esta reserva puede ser total o parcialmente capitalizada. El saldo de esta cuenta no es disponible para el pago de dividendos en efectivo.

12. CONTINGENCIAS

Examen Especial de las Tarifas de Transporte de Petróleo Crudo - El 17 de agosto del 2001 la Contraloría General del Estado emitió la glosa No. 7279 como resultado del informe acerca de las tarifas de transporte de petróleo crudo de la Contratista a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), estableciendo la obligación de pagar a Petroecuador US\$60,621,648 equivalentes a 2,597,000 de barriles de crudo (805,000 barriles de crudo corresponden a la Sucursal), por diferencias en el cálculo de la tarifa de transporte por el SOTE, de años anteriores. Según opinión de la Gerencia de la operadora de la Contratista, el monto estimado a pagar ascendería a US\$21,000,000 (US\$6,510,000 corresponden a la Sucursal), el cual ha sido provisionado en los estados financieros de la operadora de la Contratista y calculado considerando la carga económica que existiría de la diferencia entre la tarifa de transporte establecida en el contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16 y la tarifa pagada por la Contratista en años anteriores. A la fecha de emisión de este informe, no es posible determinar el resultado final de esta reclamación.

Impuesto al Valor Agregado - IVA - La Contratista del Bloque 16, en el cual la Sucursal participa en el 30%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por US\$29,867,510 (US\$9,258,928 corresponden a la Sucursal), por concepto de Impuesto al Valor Agregado (IVA) pagado en la importación y adquisición local de bienes y servicios necesarios para la producción de hidrocarburos destinada a la exportación, sobre el cual, de acuerdo con la Ley, tendría derecho a la devolución por parte del SRI. En agosto del 2001, la Contratista al igual que otras compañías que producen y exportan petróleo, fueron notificadas por el SRI de que dichos valores no serán devueltos, fundamentando su decisión, principalmente, en el hecho de que, según su criterio, el IVA ya fue considerado en su momento al establecer su participación en la producción de petróleo. A la fecha de emisión de los estados financieros, la operadora de la contratista ha presentado reclamo de devolución de IVA por US\$16,322,044 y se encuentran en proceso y pendientes de reclamación US\$13,545,466 millones. A criterio de la Gerencia de la operadora de la Contratista y de sus asesores legales, existen argumentos de hecho y de derecho para obtener una resolución favorable a la Contratista.

Obligaciones Tributarias - De acuerdo con disposiciones legales vigentes en el Ecuador, a partir del año 2002, las contratistas que mantienen firmados Contratos para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos con el Estado Ecuatoriano, constituyen sujetos pasivos para efectos tributarios, lo que incluye la obligación de declarar y pagar, según corresponda, el impuesto a la renta. Sin embargo, la Sucursal, para efectos de determinar el impuesto a la renta del año 2002, tomó como base la información que surge de sus registros contables individuales, los que se preparan en función a su participación en los derechos y obligaciones contractuales establecidos en los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en los que la Sucursal figura como miembro. Los asesores legales y la gerencia de la Sucursal consideran que el cumplir con esta disposición en la práctica es inaplicable ya que existen situaciones que deben ser normadas y/o aclaradas por el Servicio de Rentas Internas y consideran que dicha obligación tributaria ha sido cumplida por cada uno de los miembros de la Contratista en forma individual. A la presente fecha, la resolución de este asunto es incierta.

Otros Informes de Exámenes Especiales de la Contraloría General del Estado - La Contraloría General del Estado ha emitido además los siguientes informes especiales:

- *Tasa por Servicios Bogi - Capirón* - Informe especial y glosa por aproximadamente US\$1,555,509 (US\$482,208 correspondientes a la Sucursal).

- *Químicos Reductores de Presión* - Borrador del informe en el cual se reclama a la Contratista el pago de aproximadamente US\$5,262,088 (US\$1,631,247 corresponden a la Sucursal) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción.
- *Topping Plant* - Borrador de informe por la operación de la Topping Plant.

A la fecha, la Gerencia de la Sucursal desconoce el resultado final de dichos informes así como sus efectos, si los hubiere.

13. EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2002 y la fecha del informe de los auditores independientes (Mayo 16 del 2003) no se produjeron eventos que en opinión de la Gerencia pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros.
