

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Representante Legal de
Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador:

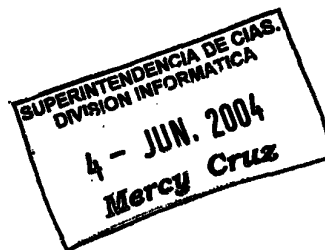
1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador (una sucursal de Overseas Petroleum and Investment Corporation constituida en Panamá) al 31 de diciembre del 2003 y 2002, y los correspondientes estados de resultados, de patrimonio y de flujos de caja por los años terminados en esas fechas. Dichos estados financieros son responsabilidad de la Gerencia de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados financieros basada en nuestras auditorías.
2. Excepto por lo mencionado en el párrafo 4, nuestras auditorías fueron efectuadas 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 sustenta 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 nuestras auditorías proveen una base razonable para nuestra opinión.
3. Tal como se explica en la Nota 2, 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. Por lo tanto, los estados financieros adjuntos no tienen como propósito presentar la posición financiera, resultados de operación y flujos de caja de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador de conformidad con principios de contabilidad y prácticas generalmente aceptadas en países y jurisdicciones diferentes a los de la República del Ecuador.
4. El balance general adjunto al 31 de diciembre del 2003 incluye una cuenta por cobrar a la Compañía Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador, entidad operadora del Bloque 16 y Area Tivacuno, por US\$151,672 y una cuenta por pagar a Encanecuador S.A. - Sucursal Ecuador, entidad operadora del Bloque 17 por US\$879,902. La Sucursal no dispone de una conciliación de los referidos saldos con aquellos mantenidos en los registros contables de las referidas entidades. En razón de esta circunstancia, no nos ha sido factible determinar el efecto, de existir alguno, sobre los estados financieros adjuntos que podrían haberse determinado como necesarios si se hubieran preparado dichas conciliaciones.
5. 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 los años 2003 y 2002, la Sucursal amortizó con cargo a los resultados del año US\$34,951,258 y US\$27,200,000 de la pérdida en cambio diferida respectivamente. 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. Los efectos de este asunto fueron los de sobreestimar otros activos y subvaluar el déficit acumulado al 31 de diciembre del 2002 en US\$34,951,258, y sobrevaluar las pérdidas netas por los años terminados el 31 de diciembre del 2003 y 2002 en US\$34,951,258 y US\$27,200,000, respectivamente.

6. En nuestra opinión, excepto por los efectos de los ajustes, de haberse requerido alguno, que pudieran resultar de no haber existido la limitación en el alcance de nuestro trabajo, comentada en el párrafo 4 y excepto por los efectos del asunto mencionado en el párrafo 5, los referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador al 31 de diciembre del 2003 y 2002, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio y sus flujos de caja por los años terminados en esas fechas, 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.
7. Según se menciona con mayor detalle en la Nota 11 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 de la Contratista al 31 de diciembre del 2003 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. A la fecha de este informe no es posible determinar el resultado final de este reclamo.
8. Como se menciona en la Nota 11 a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre del 2003 y 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\$47,730,470 y US\$29,867,510, de los cuales US\$14,796,446 y US\$9,258,928, respectivamente, 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, fue notificada 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 2003 y 2002, el operador de la Contratista ha presentado reclamo de devolución de IVA por US\$30,500,116 y US\$16,322,044, respectivamente y se encuentran en proceso y pendientes de reclamación US\$17,230,354 y US\$13,545,466 a esas fechas. A criterio de la Gerencia del operador y de sus asesores legales, existen argumentos de hecho y de derecho para obtener una resolución favorable a la Contratista; sin embargo, a la fecha de emisión de este informe, el resultado final de esta situación es incierto.

Deloitte & Touche

Abril 30, 2004
Registro No. 019




Jorge Saltos
Licencia No. 16555

OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION
- SUCURSAL ECUADOR

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2003 y 2002

(Expresados en U.S. dólares)

<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
ACTIVOS CORRIENTES:			
Inventarios		2,022,109	1,364,759
Cuentas por cobrar y gastos anticipados		<u>386,957</u>	<u>386,957</u>
Total activos corrientes		<u>2,022,109</u>	<u>1,751,716</u>
 MOBILIARIO Y EQUIPO		 <u>335,658</u>	 <u>255,273</u>
 INVERSIONES EN EXPLORACION Y EXPLOTACION	 4	 <u>169,690,396</u>	 <u>132,268,433</u>
 OTROS ACTIVOS	 5	 <u> </u>	 <u>34,973,106</u>
 TOTAL		 <u>172,048,163</u>	 <u>169,248,528</u>
 <u>PASIVOS Y PATRIMONIO DE LA SUCURSAL</u>			
PASIVOS CORRIENTES:			
Casa Matriz	6	108,667,382	101,245,905
Cuentas por pagar operadores	7	912,514	3,750,432
Participación a trabajadores	8	172,442	
Impuesto a la renta	9	281,059	
Otras cuentas por pagar		<u>1,724,018</u>	<u>1,724,018</u>
Total pasivos corrientes		<u>110,033,397</u>	<u>106,720,355</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>(127,801,613)</u>	<u>(127,288,206)</u>
Patrimonio de la Sucursal		<u>62,014,766</u>	<u>62,528,173</u>
 TOTAL		 <u>172,048,163</u>	 <u>169,248,528</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 2003 y 2002

(Expresados en U.S. dólares)

	<u>Notas</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
INGRESOS:			
Ventas de crudo		77,134,545	56,815,480
Ingresos por servicios específicos		<u>2,427,252</u>	<u>2,796,096</u>
Total		<u>79,561,797</u>	<u>59,611,576</u>
COSTO DE VENTAS:			
Costo de ventas		30,192,553	23,489,466
Amortización, agotamiento y depreciación		<u>9,436,351</u>	<u>7,718,158</u>
Total		<u>39,628,904</u>	<u>31,207,624</u>
MARGEN BRUTO		39,932,893	28,403,952
GASTOS DE ADMINISTRACION		<u>6,345,610</u>	<u>6,233,740</u>
UTILIDAD DE OPERACIONES		<u>33,587,283</u>	<u>22,170,212</u>
OTROS GASTOS:			
Gastos financieros		20,980	30,273
Amortización de pérdidas en cambio		34,951,258	27,200,000
Otros (ingresos) gastos, neto		<u>(1,325,049)</u>	<u>2,186,585</u>
Total		<u>33,647,189</u>	<u>29,416,858</u>
PERDIDA ANTES DE PARTICIPACION A TRABAJADORES E IMPUESTO A LA RENTA		<u>(59,906)</u>	<u>(7,246,646)</u>
MENOS:			
Participación a trabajadores	8	172,442	
Impuesto a la renta	9	<u>281,059</u>	
Total		<u>453,501</u>	
PERDIDA NETA		<u>(513,407)</u>	<u>(7,246,646)</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 2003 y 2002

(Expresados en 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 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	2,000	158,198	189,656,181	(127,288,206)	62,528,173
Pérdida neta	—	—	—	(513,407)	(513,407)
Saldos al 31 de diciembre del 2003	<u>2,000</u>	<u>158,198</u>	<u>189,656,181</u>	<u>(127,801,613)</u>	<u>62,014,766</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 2003 y 2002

(Expresados en U.S. dólares)

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Recibido de operadores	79,561,796	59,611,576
Efectivo pagado a proveedores, socios y empleados	(33,927,166)	(30,367,184)
Intereses pagados	(20,980)	(30,273)
Otros ingresos (gastos), neto	<u>1,325,049</u>	<u>(1,940,342)</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>46,938,699</u>	<u>27,273,777</u>
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Incremento en activo fijo	(80,385)	(25,100)
Incremento en inversiones en exploración y explotación	<u>(46,858,314)</u>	<u>(27,248,677)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(46,938,699)</u>	<u>(27,273,777)</u>
BANCOS:		
Incremento neto del año	-	-
Comienzo del año	-	-
FIN DEL AÑO	-	-
CONCILIACION DE LA PERDIDA NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Pérdida neta	(513,407)	(7,246,646)
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto proveniente de actividades de operación:		
Amortización, agotamiento y depreciación	9,436,351	7,718,158
Amortización de pérdida en cambio diferida	34,951,258	27,200,000
Otros	21,848	
Ajustes a mobiliario y equipo		246,243
Cambios en activos y pasivos:		
Inventarios	(657,350)	759,261
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	386,957	(386,957)
Cuentas por pagar operadores	(2,837,918)	(4,397,335)
Casa Matriz	7,421,478	1,657,035
Participación a trabajadores	172,442	
Impuesto a la renta	281,059	
Pasivos acumulados	<u>(1,724,019)</u>	<u>1,724,018</u>
EFFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION	<u>46,938,699</u>	<u>27,273,777</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 2003 y 2002

1. OPERACIONES

Overseas Petroleum and Investment Corporation es una Sucursal de Overseas Petroleum and Investment Corporation constituida en Panamá. 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 3) 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 2003. 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, la Contratista que opera el Bloque 16, en el cual 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 explotación 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>	
	Estado	
	<u>Contratista</u>	<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 2003 y 2002 fue de 9.3 millones y 7.2 millones de barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación promedio de la Contratista en la producción del 83% en el 2003 y del 84% en el 2002 y la participación del Estado Ecuatoriano del 17% en el 2003 y del 16% en el 2002.

Campo Unificado Bogi - Capirón

<u>Producción diaria</u>	<u>... Participación ...</u>	
	Estado	
	<u>Contratista</u>	<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 2003 y 2002 fue de 1.6 millones y 2.2 millones de barriles de petróleo crudo, respectivamente, siendo la participación promedio de la Contratista en la producción del 82% en el 2003 y del 81% en el 2002 y la participación del Estado Ecuatoriano del 18% en el 2003 y del 19% en el 2002.

Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo Crudo en el Área Tivacuno – La Contratista 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>	
	Estado	
	<u>Contratista</u>	<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 la Contratista en la producción del área Tivacuno fue del 84% y la participación del Estado Ecuatoriano fue del 16% para los años 2003 y 2002.

Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 17 - El 4 de mayo de 1987, la Contratista 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 de la Contratista.

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

El 23 de marzo del 2000, la Contratista, 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:

La Contratista 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, 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

Producción diaria

... Participación ...	
	Estado
<u>Contratista</u>	<u>Ecuatoriano</u>
(Porcentaje)	

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 2003 y 2002 fue de 993 mil y 598 mil barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación de la Contratista en la producción del 87.5% en el 2003 y del 85.5% en el 2002 y la participación del Estado Ecuatoriano del 12.5% en el 2003 y del 14.5% en el 2002.

2. 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:

Las cuentas de activos y pasivos corrientes de las Contratistas del Bloque 16 y Area Tivacuno y Bloque 17, de la cual la Sucursal es participe con el 31% y 30% respectivamente, registran todas las transacciones al 100% de su valor en los libros del operador, excepto inventarios, que son registrados en los libros de cada participe de acuerdo a su participación proporcional en la Contratista. Las cuentas antes mencionadas son distribuidas por el operador 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 inversiones en sistemas de transporte y almacenamiento se amortizan bajo el método de línea recta durante diez años, a partir de la fecha en que el mencionado sistema inicia la operación. Las normas internacionales de contabilidad requieren que las inversiones en exploración y explotación sean amortizadas en función a las reservas probadas totales y/o a las 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.

Participación a Trabajadores e Impuesto a la Renta - Se reconocen en los resultados del año en función a su devengamiento (Ver Notas 8 y 9).

Reclasificaciones - Para fines comparativos, ciertas cuentas de los estados financieros del año 2002 han sido reclasificadas de acuerdo a la presentación del año corriente.

3. 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>
2000	91
2001	22
2002	9
2003	6

4. INVERSIONES EN EXPLORACION Y EXPLOTACION

Las inversiones en exploración y explotación son como sigue:

	... Diciembre 31, 2003 ...			
	Inversiones en:			
	<u>Pre-</u>	<u>Producción</u>	<u>Transporte</u>	<u>Total</u>
	<u>producción</u>	<u>...</u>	<u>y almacena-</u>	
		<u>...</u>	<u>miento</u>	
		<u>...</u>	<u>...</u>	
		<u>(en US dólares)</u>	<u>...</u>	
Bloque 16 y Bogi - Capirón	65,808,000	159,548,770	9,867,862	235,224,632
Tivacuno	12,229,000	5,887,708		18,116,708
Bloque 17	<u>14,581,672</u>	<u>15,599,926</u>		<u>30,181,598</u>
Total	92,618,672	181,036,404	9,867,862	283,522,938
Amortización acumulada	<u>(88,973,264)</u>	<u>(24,750,776)</u>	<u>(108,502)</u>	<u>(113,832,542)</u>
Inversiones en exploración y explotación, netas	<u>3,645,408</u>	<u>156,285,628</u>	<u>9,759,360</u>	<u>169,690,396</u>
	... Diciembre 31, 2002 ...			
	Inversiones en:			
	<u>Pre-</u>	<u>Producción</u>	<u>Transporte</u>	<u>Total</u>
	<u>producción</u>	<u>...</u>	<u>y almacena-</u>	
		<u>...</u>	<u>miento</u>	
		<u>...</u>	<u>...</u>	
		<u>(en US dólares)</u>	<u>...</u>	
Bloque 16 y Bogi - Capirón	65,808,000	129,761,596	2,368,315	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	141,677,637	2,368,315	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>123,338,375</u>	<u>2,368,315</u>	<u>132,268,433</u>

Las 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 2003 y 2002, 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.

Las inversiones en sistemas de transporte y almacenamiento se amortizan en línea recta durante diez años a partir de la fecha en que el mencionado sistema entre en operación.

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002, 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>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
	...(en miles de barriles de petróleo crudo)...			
Bloque 16 y Bogi - Capirón	<u>238,994</u>	<u>249,947</u>	<u>10,953</u>	<u>9,705</u>
Tivacuno	<u>342</u>	<u>773</u>	<u>431</u>	<u>533</u>
Bloque 17	<u>15,416</u>	<u>16,409</u>	<u>993</u>	<u>598</u>

En base a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos del Ecuador, es obligación de la Contratista presentar al Ministerio de Energía y Mina las reservas probadas para su aprobación en el primer mes del año siguiente. Las reservas probadas de las Contratistas al 31 de diciembre del 2002 que se encuentran aprobadas por dicho organismo son como sigue:

	Reservas probadas Ajustadas <u>2002</u> (en miles de barriles de petróleo crudo)
Bloque 16 y Bogi - Capirón	<u>365,689</u>
Tivacuno	<u>13,830</u>
Bloque 17	<u>16,409</u>

Mediante oficio No. 1926-DNH-EE 031451, la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH, con la certificación de las Reservas del Bloque 17 al 31 de diciembre del 2003 incorporó 3.7 millones de barriles a las Reservas de dicho Bloque correspondientes a los campos que no se encontraban en producción.

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

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	132,268,433	112,650,981
Adiciones	46,858,314	27,248,677
Amortización	<u>(9,436,351)</u>	<u>(7,631,225)</u>
Saldos netos al fin del año	<u>169,690,396</u>	<u>132,268,433</u>

5. OTROS ACTIVOS

Un resumen de los otros activos es como sigue:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
	... Diciembre 31 ... (en U.S. dólares)	
Pérdidas en cambio	96,178,259	96,178,259
Inversiones no reembolsables	2,125,183	2,125,183
Amortización acumulada	<u>(98,303,442)</u>	<u>(63,330,336)</u>
Total	<u>-</u>	<u>34,973,106</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 2003 y 2002, la Sucursal registró US\$34,951,258 y US\$27,200,000 con cargo a resultados, en concepto de amortización de las referidas pérdidas.

6. CASA MATRIZ

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002, el saldo de casa matriz representa principalmente las transferencias hechas por ésta para los desembolsos de inversión en las etapas de exploración y explotación y por servicios prestados por Overseas Petroleum and Investment Corporation y otros cargos por servicios.

7. CUENTAS POR PAGAR OPERADORES

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

	... Diciembre 31 ... <u>2003</u>	<u>2002</u> (en U.S. dólares)
Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador	(151,672)	4,004,069
Encanecuator S.A. - Sucursal Ecuador	<u>1,064,186</u>	<u>(253,637)</u>
Total	<u>912,514</u>	<u>3,750,432</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. 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. Mediante escritura pública celebrada el 7 de octubre del 2003, inscrita en el Registro de Hidrocarburos el 31 de octubre del 2003, Vintage Oil Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador cambió de denominación por Encanecuator S.A. - Sucursal Ecuador.

8. PARTICIPACION A TRABAJADORES

De conformidad con disposiciones legales, los trabajadores tienen derecho a participar en las utilidades anuales de la empresa en un 15% de la utilidad neta considerada para efectos del cálculo del impuesto a la renta. El saldo de la cuenta corresponde a la provisión del año.

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>2003</u>	<u>2002</u> (en U.S. dólares)
Pérdida según estados financieros, neto de participación a trabajadores	(232,348)	(7,246,646)
Gastos no deducibles	532,366	2,207,580
Ajuste de ventas de crudo al precio de referencia	1,475,892	749,620
Amortización de pérdidas tributarias	(374,745)	
Ingresos exentos	<u>(276,928)</u>	<u>(421,522)</u>
Base imponible (Pérdida tributaria)	<u>1,124,237</u>	<u>(4,710,968)</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>281,059</u>	<u> </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 31%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) al 31 de diciembre del 2003 y 2002 por US\$47,730,470 y US\$29,867,510, de los cuales US\$14,796,446 y US\$9,258,928 respectivamente, 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. Hasta el 31 de diciembre del 2003 y 2002 el operador de la Contratista ha presentado reclamo de devolución de IVA por US\$30,500,116 y US\$16,322,044 y se encuentran en proceso y pendientes de reclamación US\$29,867,510 y US\$13,545,466 a esas fechas. 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 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 para los años 2003 y 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 del operador de la Contratista desconoce el resultado final de dichos informes así como sus efectos, si los hubiere.

13. EVENTOS SUBSECUENTES

Durante el primer trimestre del año 2004, se emitió una resolución favorable para la operadora de la Contratista sobre el laudo arbitral mantenido en el CIADE (Centro Interamericano de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones) contra Petroecuador por la liquidación del contrato de prestación de servicios del Bloque 16 por US\$14,610,691; este valor se encuentra registrado como cuenta por cobrar a Petroecuador en los libros del operador de la contratista. Adicionalmente se mantiene una provisión para cuentas de dudosa recuperación por el mismo valor, puesto que la Administración de la Sucursal considera razonable reversar la provisión constituida en el momento en que Petroecuador efectúe los pagos correspondientes.