

Informe de los auditores independientes

A Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador:

1. Hemos auditado el balance general adjunto de **Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador** (una sucursal de Murphy Ecuador Oil Company Ltd. de Bermuda) al 31 de diciembre del 2002, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en la inversión de la casa matriz y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Los estados financieros de **Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador** al 31 de diciembre del 2001 y por el año terminado en esa fecha fueron auditados por otros auditores, cuyo informe tiene fecha 8 de febrero del 2002, el cual tiene dos salvedades por limitación al alcance, por no haber podido obtener confirmación directa de cuentas por pagar a la casa matriz y al operador y por no haber efectuado un estudio de obsolescencia de los inventarios de materiales y repuestos, y una salvedad por desviación a principios de contabilidad generalmente aceptados por diferir pérdida en cambio de años anteriores, además incluye dos párrafos de incertidumbre respecto a la emisión de una glosa por la Contraloría General del Estado y por la recuperación de Impuesto al Valor Agregado pagado en la importación y adquisición local de bienes y servicios necesarios para la producción de hidrocarburos destinada a la exportación, y un párrafo de énfasis relacionado con la situación económica en el Ecuador.
2. Excepto por lo que se menciona en los dos párrafos siguientes, nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en el Ecuador. Estas 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. Al 31 de diciembre del 2002, no nos fue posible obtener confirmación directa de cuentas por cobrar al operador por aproximadamente US\$559,000 incluidas en el balance general adjunto. Adicionalmente, existen diferencias no identificadas entre las cuentas por pagar a la Casa Matriz y los registros contables de la Sucursal por aproximadamente US\$1,160,000.
4. No observamos la toma física de inventarios al 31 de diciembre del 2002 por aproximadamente US\$474,000, porque esa fecha fue anterior a nuestra contratación inicial como auditores de la Sucursal y no nos fue posible satisfacernos a través de procedimientos alternativos de auditoría de las cantidades de inventario ni de su valoración a esa fecha.
5. Según se menciona en la Nota 6 a los estados financieros adjuntos, 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 pérdida en cambio para amortizarla a partir del año 2000, en un plazo de hasta cinco

Informe de los auditores independientes (continuación)

años. Al 31 de diciembre del 2002, la Sucursal amortizó contra los resultados del año aproximadamente US\$8,600,000 de 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 se originan. Debido a lo anterior, al 31 de diciembre del 2002, la inversión de la casa matriz se encuentra aumentada y el déficit acumulado disminuido en aproximadamente US\$9,183,000 y la pérdida neta del año se encuentra aumentada en aproximadamente US\$8,600,000.

6. En nuestra opinión, excepto por el diferimiento de la pérdida en cambio que se menciona en el párrafo 5 precedente, y excepto por el efecto de los ajustes, si los hubiere, que pudieran haberse expuesto de haber podido aplicar procedimientos de auditoría a los asuntos que se mencionan en los párrafos 3 y 4 precedentes, los estados financieros mencionados anteriormente presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de **Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador** al 31 de diciembre del 2002, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador.
7. Según se menciona en la Nota 13(a) a los estados financieros adjuntos, la Contraloría General del Estado emitió la glosa No. 7279 como resultado del informe acerca de las tarifas de transporte de petróleo crudo del Consorcio a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), estableciendo la obligación de pagar a Petroecuador aproximadamente US\$60,622,000 (US\$6,062,200 corresponderían a la Sucursal) equivalente aproximadamente a 2,597,000 barriles de petróleo crudo (259,700 barriles de crudo corresponden a la Sucursal), por diferencias en el cálculo de la tarifa de transporte por el SOTE en años anteriores. Según la opinión de la gerencia del operador del Consorcio, el monto estimado a pagar ascendería aproximadamente a US\$21,000,000 (US\$2,100,000 corresponderían a la Sucursal) el cual ha sido calculado y provisionado en los registros del Consorcio, 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 el consorcio en años anteriores. Adicionalmente, según se menciona en la Nota 13(e), la Contraloría General del Estado ha emitido las golsas No. 5790 por aproximadamente US\$1,555,000 (US\$155,500 correspondientes a la Sucursal) y No. 11782 por aproximadamente US\$2,788,000 (US\$278,800 correspondientes a la Sucursal), como resultado de informes sobre el cobro indebido de tasas de servicios del año 1996 del campo Bogi – Capirón y sobre el proceso de autorización, instalación y funcionamiento de planta de refinación de petróleo crudo (Planta Topping) para la producción de energía eléctrica, respectivamente. A la fecha, se desconoce el resultado de estas situaciones.
8. Según se menciona en la Nota 13(b) a los estados financieros adjuntos, el Consorcio de común acuerdo con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador – Petroecuador, llevó a cabo un Convenio de Cooperación Mutua para incrementar la producción del Campo Shushufindi. Al 31 de diciembre del 2002, el Consorcio mantiene una cuenta por cobrar por este concepto de aproximadamente US\$23,221,000 (US\$2,322,000 correspondientes a la Sucursal), la cual se encuentra neta de una

Informe de los auditores independientes (continuación)

cuenta por pagar por diferencial de calidad por el mismo valor. A la fecha, la Contraloría General del Estado ha cuestionado el Convenio de Cooperación antes mencionado. A criterio de la gerencia del Operador, la resolución final será favorable al Consorcio, sin embargo a la fecha la situación es incierta.

9. Según se menciona en la Nota 13(b) a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre del 2002 el Consorcio que opera el Bloque 16 y en el cual la Sucursal participa con el 10%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente US\$30,000,000 (US\$3,000,000 correspondientes a la Sucursal) por concepto de Impuesto al Valor Agregado (IVA) pagado en la importación y adquisición local de bienes y servicios necesaria para la producción de hidrocarburos destinada a la exportación, sobre los cuales según opinión de la gerencia del operador del Consorcio, tendría derecho a la devolución por parte del SRI. En agosto del 2001, el Consorcio al igual que otras compañías que exportan petróleo, fue notificado por el SRI de que dichos valores no serán devueltos, fundamentando su decisión en el hecho que según su criterio el IVA ya fue considerado por el consorcio al establecer su participación en la producción de petróleo (Ver Nota 1). A la fecha, el consorcio ha presentado reclamo de devolución del IVA por US\$25,700,000 (US\$2,570,000 correspondientes a la Sucursal) y se encuentran pendientes de reclamación US\$4,300,000 (US\$430,000 correspondientes a la Sucursal), en adición, el Consorcio ha iniciado un juicio ante el Tribunal Distrital de lo Fiscal No. 1. A criterio de la gerencia del operador del Consorcio y de sus asesores legales la resolución final será favorable al Consorcio, sin embargo a la fecha la situación es incierta.
10. Según se menciona en la Nota 1 a los estados financieros adjuntos, el Contrato de Servicios Específicos en el área Tivacuno termina el 13 de mayo del 2004. De acuerdo a la Gerencia del Operador del Consorcio, se está gestionando la renovación de este contrato, el cual de no renovarse originaría que el Consorcio tenga que incurrir en costos de remediación ambiental y de abandono de campo, los cuales no han sido estimados. A la fecha esta situación es incierta.



Milton Vásquez
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
21 de febrero del 2003 (Excepto por los
asuntos que se mencionan en la Nota 13,
cuya fecha es 3 de junio del 2003



RNAE No. 462

Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador

Balances generales

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Activo			
Activo corriente:			
Cuentas por cobrar operador	8	558,980	-
Inventarios de materiales y repuestos		474,114	562,727
		<u>1,033,094</u>	<u>562,727</u>
Mobiliario y equipo, neto	4	144,851	169,472
Inversiones en exploración y explotación, netas	5	44,964,703	39,012,914
Otros activos, neto	6	9,183,482	17,783,482
Total activo		<u>55,326,130</u>	<u>57,528,595</u>
Pasivo e inversión de la casa matriz			
Pasivo corriente:			
Cuentas por pagar casa matriz	7	33,301,905	33,472,567
Cuentas por pagar operador	8	-	741,503
Total pasivo corriente		<u>33,301,905</u>	<u>34,214,070</u>
Inversión de la casa matriz:			
Capital asignado	9	2,000	2,000
Aportes para futuras capitalizaciones		243,109	243,109
Reserva de capital	10	59,732,644	59,732,644
Déficit acumulado		(37,953,528)	(36,663,228)
Total inversión de la casa matriz		<u>22,024,225</u>	<u>23,314,525</u>
Total pasivo e inversión de la casa matriz		<u>55,326,130</u>	<u>57,528,595</u>

Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos balances.

Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador

Estados de resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2002 y 2001

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Ingresos por producción de petróleo crudo		20,310,439	19,929,937
Menos - Participación al Estado Ecuatoriano		<u>(3,014,047)</u>	<u>(3,135,314)</u>
Ventas netas de petróleo crudo		17,296,392	16,794,623
Ingresos por servicios específicos		<u>901,747</u>	<u>1,415,982</u>
Total ingresos		18,198,139	18,210,605
Costos y gastos:			
Costo de producción y de servicios		(6,079,762)	(6,587,481)
Amortización, agotamiento y depreciación		(10,344,882)	(11,355,303)
Gastos de administración		(2,504,880)	(2,202,507)
Gastos de comercialización		(124,782)	(83,188)
Gastos financieros		<u>(7,683)</u>	<u>(4,697)</u>
Pérdida en operación		(863,850)	(2,022,571)
Otros ingresos (egresos), neto		<u>(426,450)</u>	<u>(202,077)</u>
Pérdida neta		<u>(1,290,300)</u>	<u>(2,224,648)</u>

Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos estados.

Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador

Estados de cambios en la inversión de la casa matriz

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2002 y 2001

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Capi- tal asig- nado	Aportes para futuras capi- talizaciones	Reserva de capital	Déficit acumulado	Total
Saldo al 31 de diciembre del 2000	2,000	243,109	59,732,644	(34,438,580)	25,539,173
Menos- Pérdida neta	-	-	-	(2,224,648)	(2,224,648)
Saldo al 31 de diciembre del 2001	2,000	243,109	59,732,644	(36,663,228)	23,314,525
Menos- Pérdida neta	-	-	-	(1,290,300)	(1,290,300)
Saldo al 31 de diciembre del 2002	<u>2,000</u>	<u>243,109</u>	<u>59,732,644</u>	<u>(37,953,528)</u>	<u>22,024,225</u>

Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos estados.

Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador

Estados de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2002 y 2001

Expresados en Dólares de E.U.A.

	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Flujos de efectivo de actividades de operación:		
Pérdida neta	(1,290,300)	(2,224,648)
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto provisto por actividades de operación-		
Amortización, agotamiento y depreciación	10,344,882	11,355,303
Cambios netos en activos y pasivos-		
Disminución en inventarios de materiales y repuestos	88,613	310,403
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar operador	(1,300,483)	415,149
Efectivo neto provisto por actividades de operación	<u>7,842,712</u>	<u>9,856,207</u>
Flujos de efectivo de actividades de inversión:		
Adiciones a inversiones en exploración y explotación, neto	(7,672,050)	(5,886,006)
Flujo de efectivo de actividades de financiamiento:		
Disminución en cuentas por pagar casa matriz	<u>(170,662)</u>	<u>(3,970,201)</u>
Variación y saldo de efectivo en caja y bancos al final del año	<u>-</u>	<u>-</u>

Las notas adjuntas a los estados financieros son parte integrante de estos estados.

Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. Operaciones

El 27 de diciembre de 1996, el Consorcio en el que la Sucursal mantiene una participación del 10%, 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 de servicios específicos para 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 el Consorcio y el Estado Ecuatoriano, de acuerdo a los porcentajes establecidos y las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración del crudo, corren por cuenta del Consorcio. El período de explotación en el Bloque 16 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, el Consorcio entregará a Petroecuador, sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura de propiedad del Consorcio.

El Contrato de Servicios Específicos en el área de Tivacuno termina el 13 de mayo del 2004. De acuerdo a la Gerencia del Operador del Consorcio, se esta gestionando la renovación de este contrato, el cual de no renovarse originará que el Consorcio tenga que incurrir en costos de remediación ambiental y de abandono de campo, los cuales no han sido estimados. A la fecha esta situación es incierta.

Los principales aspectos de los acuerdos modificatorios a los contratos antes mencionados son los siguientes:

Notas a los estados financieros (continuación)

Bloque 16-

El consorcio tiene 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, a cambio de lo cual recibe, como participación los siguientes porcentajes de la producción fiscalizada:

<u>Producción diaria</u>	<u>Participación</u>
Menos a 20,000 barriles	84.74%
20,001 a 40,000 barriles	77.00%
Mayor a 40,000 barriles	60.00%

Durante los años 2002 y 2001, la participación promedio del Consorcio en la producción del Bloque 16 fue del 85% y 83% respectivamente y la participación del Estado Ecuatoriano del 15% y 17% respectivamente.

La producción del Bloque 16 durante los años 2002 y 2001 fue de aproximadamente 7,150,000 y 8,675,000 barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación del Estado Ecuatoriano de aproximadamente 1,111,000 y 1,434,000 barriles de petróleo crudo respectivamente.

Bogi - Capirón-

<u>Producción diaria</u>	<u>Participación</u>
Menos a 5,000 barriles	82.00%
5,001 a 15,000 barriles	73.50%
Mayor a 15,000 barriles	62.00%

Durante los años 2002 y 2001, la participación promedio del Consorcio en la producción del campo unificado Bogi - Capirón fue del 80% y 81% respectivamente y la participación del Estado Ecuatoriano del 20% y 19%.

La producción del campo unificado Bogi-Capirón durante los años 2002 y 2001 fue de aproximadamente 2,238,000 y 2,082,000 barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación del Estado Ecuatoriano de

Notas a los estados financieros (continuación)

aproximadamente 438,000 y 396,000 barriles de petróleo crudo respectivamente.

Tivacuno-

El consorcio presta servicios específicos para el 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 como precio contratado los siguientes porcentajes de la producción fiscalizada:

<u>Producción diaria</u>	<u>Participación</u>
Menos a 5,000 barriles	83.80%
5,001 a 10,000 barriles	78.00%
Mayor a 10,000 barriles	<u>68.00%</u>

Durante los años 2002 y 2001, la participación promedio del Consorcio en la producción del área Tivacuno fue del 84% y la participación del Estado Ecuatoriano del 16% respectivamente.

Durante el año 2002, el total de participación del Estado Ecuatoriano en la producción de petróleo crudo, fue como sigue:

	<u>Consorcio</u>		<u>Sucursal</u>	
	<u>Barriles</u>	<u>Valor</u>	<u>Barriles</u>	<u>Valor</u>
Bloque 16	1,110,638	21,621,796	111,064	2,162,180
Bogi - Capirón	437,575	8,518,677	43,758	851,867
	<u>1,548,213</u>	<u>30,140,473</u>	<u>154,822</u>	<u>3,014,047</u>

Durante el año 2001, el total de participación del Estado Ecuatoriano en la producción de petróleo crudo, fue como sigue:

	<u>Consorcio</u>		<u>Sucursal</u>	
	<u>Barriles</u>	<u>Valor</u>	<u>Barriles</u>	<u>Valor</u>
Bloque 16	1,434,480	24,562,375	143,448	2,456,237
Bogi - Capirón	396,591	6,790,765	39,659	679,077
	<u>1,831,071</u>	<u>31,353,140</u>	<u>183,107</u>	<u>3,135,314</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

Antes de la firma de los acuerdos modificatorios, el Consorcio operaba bajo contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16 y de prestación de servicios específicos en el área de Tivacuno, dichos contratos establecían que el Consorcio tenía derecho a recibir de Petroecuador una tasa por los servicios de producción de hidrocarburos que le prestaba, así como al reembolso de las inversiones en exploración, desarrollo y producción, y los costos y los intereses sobre las inversiones en desarrollo y producción no amortizadas.

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, el Consorcio mantiene cuentas por cobrar por aproximadamente 14,400,000 (1,440,000 correspondientes a la Sucursal), en relación con dichos contratos de prestación de servicios, los cuales han sido provisionados en su totalidad. Esta cuenta por cobrar está sujeta a un arbitraje en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones y, en opinión de los asesores legales del Consorcio, existen sólidos argumentos para obtener una resolución favorable en este arbitraje.

2. Situación económica en el Ecuador

El Ecuador ha experimentado cierta estabilidad económica, debido principalmente al incremento de los precios de exportación del petróleo e inversiones en el sector de hidrocarburos. Sin embargo, la estabilidad económica en el Ecuador no dependerá únicamente de que se mantengan los factores antes mencionados, sino de la aplicación de medidas económicas complementarias que ayuden a fortalecer el sistema económico actual. Los efectos de dicha crisis económica en el Ecuador, no han afectado de manera importante a las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos, ya que al exportar dichas compañías la totalidad de su producción dependen del mercado externo. Adicionalmente, con la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados se espera un repunte significativo de dicha industria.

3. Resumen de principales políticas de contabilidad

Las políticas de contabilidad que sigue la Sucursal están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, los cuales requieren que la gerencia efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos, para determinar la valuación de algunas de las partidas incluidas en los estados financieros, y para efectuar las revelaciones que se requiere presentar en los mismos. Aun cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la gerencia considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

Notas a los estados financieros (continuación)

Durante el año 2002, se emitieron diez nuevas Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) relacionadas con la contabilización de las inversiones, estados financieros consolidados, combinación de negocios, operaciones discontinuadas, utilidades por acción, contabilización de subsidios del Gobierno, activos intangibles, provisiones, activos y pasivos contingentes y deterioro del valor de los activos. Dichas normas son similares a las correspondientes Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) y están en vigencia a partir de enero del 2002, excepto por la norma de contabilidad relacionada con la consolidación de estados financieros cuya fecha efectiva es enero de 2003. En el futuro se planea adoptar todas las Normas Internacionales de Contabilidad, sin embargo en aquellas situaciones específicas que no estén consideradas por las NEC, se recomienda que las NIC provean los lineamientos a seguirse como principios de contabilidad en el Ecuador.

La adopción de estos nuevos principios de contabilidad para la preparación de los estados financieros adjuntos, no difieren significativamente de aquellos usados en la preparación de los estados financieros de años anteriores. Los estados financieros adjuntos han sido preparados de acuerdo con las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) y principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador y pueden diferir de aquellos emitidos de acuerdo con las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC).

El operador del consorcio registra en su contabilidad el total de las cuentas del activo y pasivo corriente del Consorcio al 100%, excepto inventarios, que están registrados de acuerdo con su participación proporcional en el Consorcio. Las cuentas antes mencionadas son distribuidas por el operador del Consorcio a la Sucursal (al 10% que representa el porcentaje de participación), al momento de su cobro y pago.

Las principales políticas de contabilidad son las siguientes:

(a) **Inventarios de materiales y repuestos-**

Los inventarios de materiales y repuestos están valorados al costo de adquisición y no exceden al valor de mercado.

(b) **Mobiliario y equipo-**

El mobiliario y equipo está registrado al costo histórico. El costo de reparación y mantenimiento, incluyendo la reposición de partidas menores se carga a los resultados del año a medida que se incurre. Las provisiones para depreciación se cargan en los resultados del

Notas a los estados financieros (continuación)

año y se calculan bajo el método de línea recta y las tasas de depreciación están basadas en la vida probable de los bienes.

(c) Inversiones en exploración y explotación-

Las inversiones en exploración y explotación están registradas a una base que se aproxima al costo histórico. Las inversiones del período de producción se amortizan durante la vida del contrato, bajo el método de unidades de producción en base a las reservas probadas de petróleo.

(d) Otros activos-

Corresponden principalmente a pérdida en cambio neta diferida al 31 de diciembre de 1999 (Véase Nota 6).

(f) Registros contables y unidad monetaria-

Los registros contables de la Sucursal se llevan en Dólares de E.U.A. que es la moneda de curso legal adoptada en el Ecuador, a partir del año 2000. Adicionalmente, los registros contables de la Sucursal se llevan de acuerdo con el Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, establecidos por el Decreto Presidencial No. 1418 publicado en el Registro Oficial No. 364.

4. Mobiliario y equipo

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, el mobiliario y equipo estaba constituido de la siguiente manera:

	2002	2001	Tasa anual de deprecia- ción
Instalaciones	193,085	193,085	10%
Vehículos	21,291	21,291	20%
Equipos de oficina	10,540	10,540	10% y 20%
	<u>224,916</u>	<u>224,916</u>	
Menos- Depreciación acumulada	<u>80,065</u>	<u>55,444</u>	
	<u>144,851</u>	<u>169,472</u>	

Durante los años 2002 y 2001, el movimiento de mobiliario y equipo fue como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Saldo al inicio del año	169,472	194,093
Menos- Depreciación	<u>(24,621)</u>	<u>(24,621)</u>
Saldo al final del año	<u>144,851</u>	<u>169,472</u>

5. **Inversiones en exploración y explotación**

Al 31 de diciembre del 2002, las inversiones en exploración y explotación se formaban de la siguiente manera:

	<u>Producción</u> <u>(*)</u>
Bloque 16 y Bogi - Capirón	48,949,747
Tivacuno	<u>1,891,829</u>
	50,841,576
Menos - Agotamiento y amortización acumuladas	<u>5,876,873</u>
	<u>44,964,703</u>

Al 31 de diciembre del 2001, las inversiones en exploración y explotación se formaban de la siguiente manera:

	<u>Producción</u> <u>(*)</u>
Bloque 16 y Bogi - Capirón	41,277,697
Tivacuno	<u>1,891,829</u>
	43,169,526
Menos - Agotamiento y amortización acumuladas	<u>4,156,612</u>
	<u>39,012,914</u>

(*) Las inversiones de producción se amortizan por unidades de producción a partir del siguiente año fiscal que fueron capitalizadas en función del volumen producido de las reservas probadas. Estas reservas no han sido corroboradas por una firma de ingenieros independientes.

Las inversiones de preproducción (exploración y desarrollo) se amortizan en línea recta durante los cinco años a partir de la fecha efectiva de modificación de los contratos de prestación de servicios a contratos de participación (1 de enero de 1997, Véase Nota 1). Al 31 de diciembre del

Notas a los estados financieros (continuación)

2002 y 2001, las inversiones de preproducción del Bloque 16, Bogi-Capirón y Tivacuno se encuentran totalmente amortizadas.

6. Otros activos

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, los otros activos se formaban de la siguiente manera:

	<u>2002</u>	<u>2001</u>	
Pérdida en cambio diferida	28,676,801	28,676,801	(*)
Inversiones no reembolsables	<u>1,077,546</u>	<u>1,077,546</u>	(**)
	29,754,347	29,754,347	
Menos - Amortización acumulada	<u>20,570,865</u>	<u>11,970,865</u>	
	<u>9,183,482</u>	<u>17,783,482</u>	

(*) Corresponde a pérdida en cambio diferida del año 1999, que de acuerdo con la Resolución No. 99.1.3.3.0011 de la Superintendencia de Compañías del Ecuador, la Sucursal optó por diferirla y amortizarla a partir del año 2000 durante un período de hasta cinco años. Durante los años 2002 y 2001, la Sucursal amortizó 8,600,000 y 1,000,000 respectivamente que están incluidos en los estados de resultados adjuntos.

(**) Corresponde principalmente a partidas no reembolsables por parte de Petroecuador (bajo el contrato de prestación de servicios que se menciona en la Nota 1), determinadas por la Sucursal, así como por auditorías efectuadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) hasta 1992, los cuales se amortizan por el método de línea recta en un período de cinco años. Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, las partidas no reembolsables han sido totalmente amortizadas.

7. Casa matriz

El saldo con casa matriz representa principalmente las transferencias hechas por ésta para los desembolsos de inversión en las etapas de exploración y explotación.

8. Convenio de operación

Mediante convenio de operación las Sucursales miembros del Consorcio nombraron como operadora a YPF Ecuador, Inc. - Sucursal Ecuador, para la exploración y explotación del Bloque 16 y del Área Tivacuno.

Notas a los estados financieros (continuación)

Mediante escritura pública de 10 de enero del 2001, inscrita en el Registro de Hidrocarburos del 18 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 del Consorcio para la exploración de hidrocarburos en el Bloque 16. Adicionalmente, mediante escritura pública del 10 de enero del 2001, inscrita en el Registro de Hidrocarburos el 30 de noviembre del 2001, cedió la totalidad de los activos y pasivos, así como los derechos y obligaciones en las actividades de desarrollo y producción de petróleo del área Tivacuno.

9. 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.

10. Reserva de capital

La reserva de capital está conformada por las cuentas de reserva por revalorización del patrimonio y reexpresión monetaria.

El saldo de la reserva de capital no podrá distribuirse como utilidades ni utilizarse para pagar el capital suscrito y no pagado, pero podrá ser capitalizado en la parte que exceda al valor de las pérdidas acumuladas o del año, si las hubiere, o ser devuelto a la casa matriz en caso de liquidación.

11. Impuesto a la renta

(a) Situación fiscal-

La Sucursal ha sido fiscalizada hasta 1992 y no existen glosas de fiscalización pendientes.

(b) Tasa de impuesto-

El impuesto a la renta se calcula a una tasa del 25% sobre las utilidades tributables.

(c) Pérdidas fiscales amortizables-

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, la Sucursal tenía pérdidas fiscales amortizables en ejercicios futuros por aproximadamente 26,800,000 y 34,499,000 respectivamente. Dichas pérdidas podrá

Notas a los estados financieros (continuación)

deducirse en los cinco años siguientes al que se originaron, sin que exceda del 25% de la utilidad gravable de cada año.

(d) Conciliación tributaria-

Las partidas que principalmente afectaron la pérdida contable con la pérdida fiscal de la Sucursal, fueron las siguientes:

	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Pérdida neta	(1,290,300)	(2,224,648)
Más (menos):		
Gastos no deducibles	739,529	1,271,877
Ingresos exentos	-	(14,259)
Pérdida fiscal	<u>(550,771)</u>	<u>(967,030)</u>

(e) Declaración de impuesto a la renta como consorcio-

De acuerdo a disposiciones legales vigentes en el Ecuador, a partir del ejercicio fiscal 2002, los consorcios que tienen firmados con el Estado ecuatoriano contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, están considerados como sujetos pasivos de impuestos, conforme a lo estipulado por el Código Tributario y a la Ley del Régimen Tributario Interno.

No existen normas legales o regulaciones específicas emitidas por el Servicio de Rentas Internas, que garanticen una transición adecuada a efectos de que los socios del Bloque declaren y cumplan con sus obligaciones tributarias como Consorcio; ésta es la conclusión que, luego de su análisis legal – fiscal, han llegado tanto los asesores legales de la Sucursal como la gerencia del Operador del Consorcio que exploran y explotan el Bloque 16, a efectos de soportar la no aplicación de las disposiciones legales tributarias señaladas en el párrafo anterior. Adicionalmente, la gerencia del Operador del Consorcio ha señalado que sus socios han cumplido de manera individual con todas y cada una de sus obligaciones fiscales y tributarias señaladas por la Ley.

Debido a que tanto el Consorcio como la Sucursal, por el año terminado el 31 de diciembre de 2002, presentarán resultados negativos, no tendrán impuesto a la renta por pagar al fisco.

Por el ejercicio fiscal terminado al 31 de diciembre de 2002, luego de reuniones explicativas al Servicio de Rentas Internas sobre la viabilidad legal, operativa y administrativa de la norma legal, las Compañías operadoras de varios Consorcios petroleros han obtenido un pronunciamiento verbal, por parte de funcionarios responsables de dicha Institución, en el sentido de que para el año 2002, se les permitirá continuar declarando de manera independiente y como lo han venido haciendo en los últimos años. Sin embargo a la fecha esta pendiente la obtención de dicho criterio por escrito.

12. Jubilación e indemnización

(a) Jubilación-

Mediante resolución publicada en Registro Oficial No. 421 del 28 de enero de 1983, la Corte Suprema de Justicia dispuso que los trabajadores tienen derecho a la jubilación patronal mencionada en el Código del Trabajo sin perjuicio de la que corresponde según la Ley de Seguro Social Obligatorio. De conformidad con lo que menciona el Código del Trabajo y en base a las reformas publicadas en el suplemento del Registro Oficial No. 359 del 2 de julio del 2001 en las que se establecen los montos mínimos mensuales por pensiones jubilares, los empleados que por veinte y cinco años o más hubieren prestado servicios continuada o interrumpidamente, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores. Adicionalmente, los empleados que a la fecha de su despido hubieren cumplido veinte años, y menos de veinte y cinco años de trabajo continuada o interrumpidamente, tendrán derecho a la parte proporcional de dicha jubilación.

Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, el Consorcio no había efectuado provisión alguna por este concepto.

(b) Indemnización-

De acuerdo con el Código del Trabajo, el Consorcio tiene un pasivo contingente por indemnizaciones con los empleados que se separen bajo ciertas circunstancias. Una parte de este pasivo probablemente no será exigible por la separación voluntaria de algunos empleados. Al 31 de diciembre del 2002 y 2001, el Consorcio no había efectuado provisión alguna por este concepto.

El Consorcio tiene la política de registrar las indemnizaciones en los resultados del año en que se incurren.

13. Contingencias

(a) Examen especial de las tarifas de transporte de petróleo crudo-

La Contraloría General del Estado emitió la glosa No. 7279 como resultado del informe acerca de las tarifas de transporte de petróleo crudo del Consorcio a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), estableciendo la obligación de pagar a Petroecuador aproximadamente 60,622,000 (6,062,200 corresponden a la Sucursal) equivalente aproximadamente a 2,597,000 de barriles de crudo (259,700 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 Sucursal, el monto estimado a pagar ascendería a aproximadamente 21,000,000 (2,100,000 corresponden a la Sucursal), el cual ha sido 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 el consorcio en años anteriores. Dicho monto fue provisionado en el año 2000. A la fecha se desconoce el resultado de esta situación.

(b) Convenio de Cooperación Mutua para incrementar la producción del Campo Shushufindi-

El Consorcio de común acuerdo con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador – Petroecuador, llevó a cabo un Convenio de Cooperación Mutua para incrementar la producción del Campo Shushufindi, sujeto a reembolso por parte de Petroecuador. Al 31 de diciembre del 2002, el Consorcio mantiene una cuenta por cobrar por este concepto de aproximadamente 23,221,000 (2,322,000 correspondientes a la Sucursal), la cual se encuentra neta de una cuenta por pagar por diferencial de calidad por el mismo valor. A la fecha, la Contraloría General del Estado ha cuestionado el Convenio de Cooperación antes mencionado. A criterio de la gerencia del Operador, la resolución final será favorable al Consorcio, sin embargo a la fecha la situación es incierta.

(c) Impuesto al Valor Agregado-

Al 31 de diciembre del 2002, el Consorcio que opera el Bloque 16 y en el cual la Sucursal participa con el 10%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente

Notas a los estados financieros (continuación)

30,000,000 (3,000,000 correspondientes a la Sucursal) por concepto de Impuesto al Valor Agregado (IVA) pagado en la importación y adquisición local de bienes y servicios necesaria para la producción de hidrocarburos destinada a la exportación, sobre los cuales, según opinión de la gerencia del operador del Consorcio, tendría derecho a la devolución por parte del SRI. En agosto del 2001, el Consorcio, al igual que otras compañías que exportan petróleo, fue notificado por el SRI de que dichos valores no serán devueltos, fundamentando su decisión en el hecho que según a su criterio, el IVA ya fue considerado por el Consorcio al establecer su participación en la producción de petróleo (Véase Nota 1). A la fecha el Consorcio ha presentado reclamo de devolución del IVA por aproximadamente 25,700,000 (2,570,000 correspondientes a la Sucursal) y se encuentran pendientes de reclamación aproximadamente 4,300,000 (430,000 correspondientes a la Sucursal), en adición, el Consorcio ha iniciado un juicio ante el Tribunal Distrital de lo Fiscal No. 1.

A criterio de la gerencia del operador del Consorcio y de sus asesores legales la resolución final será favorable al Consorcio, sin embargo a la fecha la situación es incierta.

(d) Contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos-

La Sucursal, bajo el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que tenía anteriormente, registró los ingresos por servicios y reembolsos de inversiones, costos y gastos en base a liquidaciones preliminares preparadas a partir de la contabilidad del Consorcio. A la fecha no han sido emitidas las liquidaciones definitivas por parte de Petroecuador.

(e) 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 - Capiron- informe especial y glosa por aproximadamente 1,555,000 (155,000 correspondientes a la Sucursal).

Notas a los estados financieros (continuación)

- Químicos reductores de fricción - borrador de informe en el cual se reclama al Consorcio el pago de aproximadamente 5,262,000 (526,000 correspondientes a la Sucursal) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción.
- Topping Plant - informe especial y glosa por aproximadamente 2,788,000 (278,800 correspondiente a la Sucursal) por el proceso de autorización; instalación y funcionamiento de planta de refinación de petróleo crudo (Planta Topping) para la producción de energía eléctrica.

A la fecha, la gerencia del operador del Consorcio desconoce el resultado final de dichos informes así como su efecto, si lo hubiere.

(f) Municipio del Distrito Metropolitano de Quito-

La Sucursal no ha cancelado el impuesto del 1.5 por mil anual sobre los activos totales en favor del Municipio del Distrito Metropolitano de Quito (los montos reclamados por dicha Municipalidad por aproximadamente 73,000, corresponden a los años de 1996, 1997, 1998 y 1999), debido a que existe discrepancia sobre el monto de estas obligaciones y lo que debe incluirse para su cálculo. Según opinión del asesor legal, la Sucursal ha impugnado dichos reclamos. A la fecha el resultado es incierto.