

Informe de los auditores independientes

A CRS Resources (Ecuador) Ldc. – Sucursal Ecuador:

1. Hemos auditado el balance general adjunto de **CRS Resources (Ecuador) Ldc. – Sucursal Ecuador** (una sucursal de CRS Resources (Ecuador) Ldc. de las Islas Cayman) al 31 de diciembre del 2003, 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 **CRS Resources (Ecuador) Ldc. – Sucursal Ecuador** al 31 de diciembre del 2002 y por el año terminado en esa fecha, fueron auditados por otros auditores, cuyo informe tiene fecha 16 de julio del 2003 e incluye dos salvedades por limitación al alcance, por no haber obtenido confirmaciones directas de los asesores legales, de cuentas por cobrar operador y cuentas por pagar casa matriz y por no disponer de un estudio actuarial para determinar la obligación por concepto de jubilación patronal; dos salvedades por desviación a principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, por diferir pérdidas en cambio de 1999, lo cual estuvo autorizado por la Resolución No. 99.1.3.3.011 de la Superintendencia de Compañías del Ecuador, y por la utilización del Reglamento de Contabilidad de Costos Aplicables a los Contratos de Participación, el cual difiere en ciertos aspectos de las normas ecuatorianas de contabilidad, además incluye dos párrafos de incertidumbre sobre el resultado de los conflictos legales respecto a la emisión de una glosa por parte de la Contraloría General del Estado y por la recuperación del Impuesto al Valor Agregado pagado en la importación y adquisición de bienes y servicios necesarios para la producción de hidrocarburos destinada a la exportación, y un párrafo informativo adicional relacionado con la participación de la Sucursal en el Consorcio que opera el Bloque 16.
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.

Informe de los auditores independientes (continuación)

3. Al 31 de diciembre del 2003, no nos fue posible obtener confirmación directa de cuentas por cobrar operador y cuentas por pagar casa matriz por aproximadamente US\$2,675,000 y US\$47,800,000, respectivamente, incluidas en el balance general adjunto.
4. No observamos la toma física de inventarios al 31 de diciembre del 2003 por aproximadamente US\$502,000, 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 años. Al 31 de diciembre del 2003, la Sucursal amortizó contra los resultados del año aproximadamente US\$14,283,000 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, la utilidad neta del año 2003 se encuentra disminuida en aproximadamente US\$14,283,000. No existe efecto en la inversión de la casa matriz ni en el impuesto a la renta por pagar.
6. Al 31 de diciembre del 2003, la Sucursal no ha registrado las provisiones correspondientes a las obligaciones para el retiro de activos (Ver Nota 1) y a las reservas para jubilación e indemnización del personal del Consorcio, según lo requieren los principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador. Adicionalmente, la Sucursal no ha efectuado un estudio para determinar el posible deterioro de sus activos.
7. En nuestra opinión, excepto por el efecto de los asuntos que se mencionan en los párrafos 5 y 6 precedentes, 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 **CRS Resources (Ecuador) Ldc. – Sucursal Ecuador** al 31 de diciembre del 2003, 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.

Informe de los auditores independientes (continuación)

8. Según se menciona en la Nota 5 adjunta, la Sucursal calculó la amortización de sus inversiones de exploración y explotación basadas en los estudios de reservas del Operador del Consorcio. De acuerdo con el Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Participación para la Exploración y la Explotación de Hidrocarburos, la base de cálculo de la amortización de las inversiones de exploración y explotación deben ser las reservas aprobadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH). De haberse utilizado las reservas aprobadas por la DNH, la utilidad neta del año 2003 se hubiera incrementado en aproximadamente US\$719,000 (neto de participación a trabajadores e impuesto a la renta por US\$169,200 y US\$239,700, respectivamente). De acuerdo con la gerencia de la Casa Matriz, las reservas utilizadas por el Operador del Consorcio son las correctas y actualmente se está discutiendo este asunto con la DNH, sin embargo a la fecha, el resultado de esta situación es incierto.
9. 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 2,597,000 barriles de petróleo crudo (363,600 barriles de crudo corresponden a la Sucursal), equivalente aproximadamente a US\$60,622,000 (US\$8,487,000 corresponderían 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 de la Casa Matriz, en el supuesto inadmisibile de que el Tribunal Contencioso Administrativo no aceptaría los argumentos de la demanda, el monto a pagarse debería calcularse en dinero y en ese evento, la diferencia ascendería aproximadamente a US\$21,000,000 (US\$2,940,000 corresponderían a la Sucursal) la cual ha sido calculada y provisionada 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(d), la Contraloría General del Estado emitió la glosa No. 11782 por aproximadamente US\$2,788,000 (US\$390,300 correspondientes a la Sucursal), como resultado de informes sobre 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, se desconoce el resultado de estas situaciones.
10. 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

Informe de los auditores independientes (continuación)

Cooperación Mutua para incrementar la producción del Campo Shushufindi. Al 31 de diciembre del 2003, el Consorcio mantiene una cuenta por cobrar por este concepto de aproximadamente US\$23,221,000 (US\$3,250,900 correspondientes a la Sucursal), la cual se encuentra registrada neta de una cuenta por pagar por diferencial de calidad por el mismo valor. A la fecha, la Contraloría General del Estado ha recomendado la compensación de las cuentas no objetadas, manteniendo cuestionado un monto aproximado de US\$2,582,000. A criterio de la Sucursal, la resolución final será favorable al Consorcio, sin embargo a la fecha la situación es incierta.

11. Según se menciona en la Nota 13(c) a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre del 2003, el Consorcio que opera el Bloque 16 y en el cual la Sucursal participa con el 14%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente US\$47,730,000 (US\$6,682,000 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 Sucursal, el 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 reclamos de devolución del IVA por US\$38,136,000 (US\$5,339,000 correspondientes a la Sucursal), los cuales han sido negados por el SRI, por lo cual, el Consorcio ha iniciado varios juicios impugnando dichas resoluciones. El SRI desde la fecha de su notificación (agosto del 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las sociedades productoras y exportadoras de petróleo. Con fecha 1 de Julio del 2004 se expidió el laudo del arbitraje internacional que una de las sociedades petroleras mantiene contra el Estado Ecuatoriano por este concepto, estableciéndose que el Estado Ecuatoriano debe reembolsar el IVA respectivo; el Estado Ecuatoriano impugnó dicho laudo. Adicionalmente, el Tribunal Fiscal ha emitido sentencias a otras sociedades productoras y, exportadoras de petróleo reconociendo la devolución del impuesto pero solo por los valores equivalentes al incremento de la tasa de IVA (originalmente 10%) ya que asevera que el 10% del impuesto se encuentra incorporado en las participaciones del contrato. A criterio de la gerencia de la Casa Matriz, el Consorcio tiene el derecho a la devolución del IVA, ya sea por parte del SRI o renegociando su participación en la producción de petróleo, por cuanto al momento de establecerse las participaciones en la producción de petróleo, la exportación de bienes y la prestación de servicios no se encontraban gravadas con IVA. Con fecha 11 de Agosto del 2004, el Congreso Nacional del

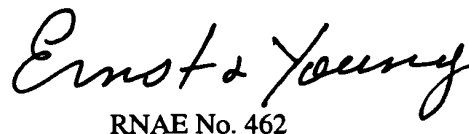
Informe de los auditores independientes (continuación)

Ecuador expidió una ley interpretativa sobre el IVA, estableciendo que el reintegro de dicho impuesto no es aplicable a la actividad petrolera puesto que el petróleo no se lo fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos. A criterio de la gerencia de Casa Matriz, los argumentos legales que soportan la defensa son sólidos, pero las condiciones políticas que rodean la devolución del IVA, hacen prever que será difícil obtener de las cortes ecuatorianas un pronunciamiento favorable, por lo que se analiza la alternativa del arbitraje internacional. Esta situación a la fecha es incierta.

12. Según se menciona en la Nota 11(a) a los estados financieros adjuntos, al 22 de febrero del 2005, el SRI emitió el Acta Borrador de Determinación por el año 2000, el cual incluye una glosa por aproximadamente US\$12,845,000. La Sucursal se encuentra preparando sus comentarios a la Acta Borrador de Determinación, sin embargo a la fecha, la resolución final de este asunto es incierta.



Milton Vásconez
RNCPA No. 21.195



RNAE No. 462

Quito, Ecuador
16 de julio del 2004 (excepto por los
asuntos que se mencionan en las
Notas 11(a) y 13(d) cuya fecha es
25 de febrero del 2005)

CRS Resources (Ecuador) Ldc. - Sucursal Ecuador

Balances generales

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002

Expresados en dólares de E.U.A.

	Nota	2003	2002
Activo			
Activo corriente:			
Efectivo en caja y bancos		2,000	2,000
Cuentas por cobrar operador	8	2,674,623	2,489,727
Inventarios de materiales y repuestos		502,108	495,786
Total activo corriente		3,178,731	2,987,513
Mobiliario y equipo, neto	4	188,889	202,792
Inversiones en exploración y explotación, netas	5	76,865,925	63,063,741
Otros activos, neto	6	-	14,283,102
Total activo		80,233,545	80,537,148
Pasivo e inversión de la casa matriz			
Pasivo corriente:			
Cuentas por pagar casa matriz	7	47,838,416	49,332,637
Cuentas por pagar empleados consorcio		252,048	-
Impuesto a la renta por pagar	11	372,760	120
Total pasivo corriente		48,463,224	49,332,757
Inversión de la casa matriz:			
Capital asignado	9	2,000	2,000
Aportes para futuras capitalizaciones		645,111	645,111
Reserva de capital	10	84,767,529	84,767,529
Déficit acumulado		(53,644,319)	(54,210,249)
Total inversión de la casa matriz		31,770,321	31,204,391
Total pasivo e inversión de la casa matriz		80,233,545	80,537,148

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

CRS Resources (Ecuador) Ldc. - Sucursal Ecuador

Estados de resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2003 y 2002

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	2003	2002
Ingresos por producción de petróleo crudo		37,914,726	28,631,667
Menos - Participación al Estado Ecuatoriano	1	(5,971,940)	(4,417,025)
Ventas netas de petróleo crudo		31,942,786	24,214,642
Ingresos por servicios específicos		1,096,178	1,262,754
Total ingresos		33,038,964	25,477,396
Costos y gastos:			
Costo de producción y de servicios		(12,679,715)	(7,303,589)
Depreciación, agotamiento y amortización		(17,336,990)	(14,443,703)
Gastos de administración		(2,153,615)	(6,360,564)
Gastos financieros		(3,223)	(1,749)
Utilidad (pérdida) en operación		865,421	(2,632,209)
Otros ingresos, neto		325,377	552,381
Utilidad (pérdida) neta antes de participación a trabajadores e impuesto a la renta		1,190,798	(2,079,828)
Provisión para participación a trabajadores		(252,048)	-
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto a la renta		938,750	(2,079,828)
Impuesto a la renta	11(d)	(372,820)	(120)
Utilidad (pérdida) neta		565,930	(2,079,948)

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

CRS Resources (Ecuador) Ldc. - Sucursal Ecuador

Estados de cambios en la inversión de la casa matriz

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2003 y 2002

Expresados en Dólares de E.U.A.

	<u>Capital asig- nado</u>	<u>Aportes para futuras capitaliza- ciones</u>	<u>Reserva de capital</u>	<u>Déficit acumulado</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2001	2,000	645,111	84,767,529	(52,130,301)	33,284,339
Menos- Pérdida neta	-	-	-	(2,079,948)	(2,079,948)
Saldo al 31 de diciembre del 2002	2,000	645,111	84,767,529	(54,210,249)	31,204,391
Más- Utilidad neta	-	-	-	565,930	565,930
Saldo al 31 de diciembre del 2003	<u>2,000</u>	<u>645,111</u>	<u>84,767,529</u>	<u>(53,644,319)</u>	<u>31,770,321</u>

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

CRS Resources (Ecuador) Ldc. - Sucursal Ecuador

Estados de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2003 y 2002

Expresados en Dólares de E.U.A.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Flujos de efectivo de actividades de operación:		
Utilidad (pérdida neta)	565,930	(2,079,948)
Ajustes para conciliar la utilidad (pérdida) neta con el efectivo neto provisto por actividades de operación-		
Amortización, agotamiento y depreciación	17,336,990	14,478,172
Cambios netos en activos y pasivos-		
(Aumento) en cuentas por cobrar operador	(184,896)	(3,374,233)
(Aumento) disminución en inventarios de materiales y repuestos	(6,322)	292,033
Aumento en cuentas por pagar empleados consorcio	252,048	-
Aumento en impuesto a la renta por pagar	372,640	120
Efectivo neto provisto por actividades de operación	<u>18,336,390</u>	<u>9,316,144</u>
Flujos de efectivo de actividades de inversión:		
Adiciones a mobiliario y equipo, neto	(22,338)	-
Adiciones a inversiones en exploración y explotación, neto	(16,819,831)	(10,835,189)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(16,842,169)</u>	<u>(10,835,189)</u>
Flujo de efectivo de actividades de financiamiento:		
(Disminución) aumento en cuentas por pagar casa matriz	(1,494,221)	1,519,045
Variación neta de efectivo en caja y bancos	<u>-</u>	<u>-</u>

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

CRS Resources (Ecuador) Ldc. - Sucursal Ecuador

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. Transferencia del control accionario

Mediante Acuerdos Ministeriales No. 121 y 122 del 20 de noviembre del 2003 y No. 132 del 9 de diciembre del 2003, el Ministerio de Energía y Minas autorizó la transferencia del control accionario sobre el capital social de CRS Resources (Ecuador) Ldc., la cual es parte del Consorcio que mantiene firmado el Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 16 y del Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo en el Area de Tivacuno, de Conoco Phillips Company a favor de China National Chemical Import and Export Company-Sinochem.

2. Operaciones

El 27 de diciembre de 1996, el Consorcio en el que la Sucursal mantiene una participación del 14%, 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 terminaba el 13 de mayo del 2004; sin embargo de acuerdo a la gerencia de la Casa Matriz se ha logrado una extensión del contrato hasta el 13 de octubre del 2005.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

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 2003 y 2002, la participación promedio del Consorcio en la producción del Bloque 16 fue del 83% y 85% respectivamente y la participación del Estado Ecuatoriano del 17% y 15% respectivamente.

La producción del Bloque 16 durante los años 2003 y 2002 fue de aproximadamente 9,365,000 y 7,150,000 barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación del Estado Ecuatoriano de aproximadamente 1,589,000 y 1,111,000 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 2003 y 2002, la participación promedio del Consorcio en la producción del campo unificado Bogi - Capirón fue del 83% y 80% respectivamente y la participación del Estado Ecuatoriano del 17% y 20%.

La producción del campo unificado Bogi-Capirón durante los años 2003 y 2002 fue de aproximadamente 1,590,000 y 2,238,000 barriles de petróleo

Notas a los estados financieros (continuación)

crudo respectivamente, siendo la participación del Estado Ecuatoriano de aproximadamente 266,000 y 438,000 barriles de petróleo crudo respectivamente.

Durante el año 2003, el total de participación del Estado Ecuatoriano en la producción de petróleo crudo, fue como sigue:

	Consorcio		Sucursal	
	Barriles	Valor	Barriles	Valor
Bloque 16	1,588,851	36,533,585	222,439	5,114,701
Bogi - Capirón	266,296	6,123,129	37,281	857,239
	<u>1,855,147</u>	<u>42,656,714</u>	<u>259,720</u>	<u>5,971,940</u>

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:

Producción diaria	Participación
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 2003 y 2002, la participación promedio del Consorcio en la producción del área Tivacuno fue del 84% y la participación del Estado Ecuatoriano del 16% respectivamente.

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002, el Consorcio mantiene cuentas por cobrar por aproximadamente 14,400,000 (2,016,000 correspondientes a la Sucursal), en relación con las obligaciones adquiridas por Petroecuador como parte de la modificación de los 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 de acuerdo a los asesores legales, el 20 de febrero del 2004, el tribunal de arbitraje se pronunció a favor del Consorcio. La gerencia de la Casa Matriz reversará la provisión cuando Petroecuador efectúe el pago correspondiente.

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.

Durante el año 2002, se emitieron diez nuevas Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) y a partir de enero del 2003, entro en vigencia la norma relacionada con la consolidación de estados financieros. Las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) vigentes, son similares a las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) de las cuales se derivan. 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.

Los estados financieros de agosto de 2003 adjuntos, serán presentados a la aprobación de la Casa Matriz. En opinión de la gerencia de la Casa Matriz, estos estados financieros serán aprobados sin modificación.

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,

Notas a los estados financieros (continuación)

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 14% 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 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) 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 2003 y 2002, el mobiliario y equipo estaba constituido de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>Tasa anual de deprecia- ción</u>
Instalaciones	270,318	270,318	10%
Vehículos	52,145	29,807	20%
Equipos de oficina	14,757	14,757	10% y 20%
	<u>337,220</u>	<u>314,882</u>	
Menos- Depreciación acumulada	<u>148,331</u>	<u>112,090</u>	
	<u>188,889</u>	<u>202,792</u>	

Durante los años 2003 y 2002, el movimiento de mobiliario y equipo fue como sigue:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Saldo al inicio del año	202,792	237,261
Más (menos):		
Adiciones netas	22,338	-
Depreciación	<u>(36,241)</u>	<u>(34,469)</u>
Saldo al final del año	<u>188,889</u>	<u>202,792</u>

5. Inversiones en exploración y explotación

Al 31 de diciembre del 2003, las inversiones en exploración y explotación se formaban de la siguiente manera:

	<u>Producción</u>	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Bloque 16 y Bogl - Capirón	115,427,122	98,571,050
Tivacuno	<u>8,081,340</u>	<u>8,081,340</u>
	123,508,462	106,652,390
Menos - Agotamiento y amortización acumuladas	<u>46,642,537</u>	<u>43,588,649</u>
	<u>76,865,925</u>	<u>63,063,741</u>

Durante los años 2003 y 2002, el movimiento de inversiones en exploración y explotación fue como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Saldo al inicio del año	63,063,741	54,623,955
Más (menos):		
Adiciones netas	16,819,831	10,800,720
Amortización	<u>(3,017,647)</u>	<u>(2,360,934)</u>
Saldo al final del año	<u>76,865,925</u>	<u>63,063,741</u>

Las inversiones de producción se amortizaron 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. La Sucursal calculó la amortización de sus inversiones de exploración y explotación basadas en los estudios de reservas del Operación del Consorcio. De acuerdo con el Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Participación para la Exploración y la Explotación de Hidrocarburos, la base de cálculo de la amortización de las inversiones de exploración y explotación deben ser las reservas aprobadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH). De haberse utilizado las reservas aprobadas por la DNH, la utilidad neta del año 2003 se hubiera incrementado en aproximadamente US\$719,000 (neto de participación a trabajadores e impuesto a la renta por US\$169,200 y US\$239,700, respectivamente). De acuerdo con la gerencia de la Casa Matriz, las reservas utilizadas por el Operador del Consorcio son las correctas y actualmente se está discutiendo este asunto con la DNH, sin embargo a la fecha, el resultado de esta situación es incierto.

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 2003 y 2002, las inversiones de preproducción del Bloque 16, Bogi-Capirón y Tivacuno se encuentran totalmente amortizadas.

6. Otros activos

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002, los otros activos se formaban de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	
Pérdida en cambio diferida	41,010,876	41,010,876	(*)
Saldo de inversiones no reembolsadas al 31 de diciembre del 1996	<u>1,975,316</u>	<u>1,975,316</u>	(**)
	42,986,192	42,986,192	
Menos - Amortización acumulada	<u>42,986,192</u>	<u>28,703,090</u>	
	<u>-</u>	<u>14,283,102</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 periodo de hasta cinco años. Durante los años 2003 y 2002, la Sucursal amortizó 14,283,000 y 12,048,000 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 periodo de cinco años. Al 31 de diciembre del 2003 y 2002, 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 Area Tivacuno.

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 no ha sido fiscalizada hasta 1999. Actualmente el Servicio de Rentas Internas (SRI) se encuentra fiscalizando los años 2001 y 2000.

El 22 de febrero del 2005, el SRI emitió el Acta Borrador de Determinación para el año 2000, mediante el cual impuso una glosa por 12,844,576, sobre la cual, la Sucursal tendría que reliquidar participación a trabajadores e impuesto a la renta. A la fecha, la Sucursal se encuentra preparando las observaciones al Acta Borrador de Determinación.

(b) Tasa de impuesto-

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

Notas a los estados financieros (continuación)

(c) Pérdidas fiscales amortizables-

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002, la Sucursal tenía pérdidas fiscales amortizables en ejercicios futuros por aproximadamente 5,463,000 y 36,809,000 respectivamente. Dichas pérdidas podrá 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 utilidad (pérdida) contable con la utilidad (pérdida) fiscal de la Sucursal, fueron las siguientes:

	2003		
	Bloque 16	Tivacuno	Total
Utilidad (pérdida) antes de provisión para Impuesto a la renta	1,199,510	(260,760)	938,750
Más (menos):			
Amortización pérdidas tributarias	(497,094)	-	
Gastos no deducibles	908,927	10,657	
Ingresos exentos	(120,062)	(5,003)	
Base Imponible	1,491,281	(255,106)	
Impuesto a la renta causado - 25%	372,820	-	
Menos- Anticipos	60	-	
Impuesto a la renta por pagar	372,760	-	372,760
	2002		
	Bloque 16	Tivacuno	Total
Utilidad (pérdida) antes de provisión para Impuesto a la renta	(1,789,105)	(290,723)	(2,079,828)
Más- Gastos no deducibles	1,789,584	75,068	
Base Imponible	479	(215,655)	
Impuesto a la renta causado - 25%	120	-	120

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

De acuerdo con disposiciones legales vigentes en el Ecuador, a partir del año 2002, los consorcios que mantienen firmados con el estado ecuatoriano contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos son considerados como sujetos pasivos para efectos

Notas a los estados financieros (continuación)

tributarios, lo que incluye la obligación de declarar y pagar el impuesto a la renta.

La Sucursal considera que el cumplir con esta disposición en la practica es inaplicable ya que existen situaciones que deben ser normadas y / o aclaradas por el Servicio de Rentas Internas. Adicionalmente considera que dicha obligación tributaria ha sido cumplida por cada uno de los miembros del Consorcio en forma individual y no sería necesario efectuarlo a nivel del Consorcio.

Las Compañías operadoras de varios de los Consorcios que operan en el país (Encana, Petrobras, Perenco y Repsol-YPF) han sostenido reuniones con el Servicio de Rentas Internas y han obtenido un pronunciamiento verbal que se les permitirá continuar declarando independientemente en los años 2003 y 2002, al igual que lo han venido haciendo en años anteriores. Sin embargo hasta la fecha no se ha obtenido ningún procedimiento por escrito del Servicio de Rentas Internas. A la fecha, la resolución de este asunto es incierta.

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.

Notas a los estados financieros (continuación)

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002, 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. Este pasivo no aplica para retiros voluntarios. En caso de que el Consorcio decidiera despedir intempestivamente a todos sus empleados, el pasivo máximo contingente sería de aproximadamente 2,082,000. 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 2,597,000 de barriles de crudo (363,580 barriles de crudo corresponden a la Sucursal), equivalente aproximadamente a 60,622,000 (8,487,080 corresponderían a la Sucursal), por diferencias en el cálculo de la tarifa de transporte por el SOTE, de años anteriores. Según opinión de la Sucursal, en el supuesto inadmisibles que el Tribunal de lo Contencioso Administrativo pronuncie sentencia negativa, el monto estimado a pagar ascendería a aproximadamente 21,000,000 (2,940,000 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

Notas a los estados financieros (continuación)

Cooperación Mutua para incrementar la producción del Campo Shushufindi, sujeto a reembolso por parte de Petroecuador. Al 31 de diciembre del 2003, el Consorcio mantiene una cuenta por cobrar por este concepto de aproximadamente 23,221,000 (3,251,000 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 recomendado la compensación las cuentas no objetadas, manteniendo cuestionado un monto aproximado de 2,582,000. A criterio de la gerencia de la Casa Matriz, 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 2003, el Consorcio que opera el Bloque 16 y en el cual la Sucursal participa con el 14%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente 47,730,000 (6,682,000 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 de la Casa Matriz, 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 2). A la fecha, el Consorcio ha presentado reclamo de devolución del IVA por aproximadamente 38,136,000 (5,339,000 correspondientes a la Sucursal), los cuales han sido negados por el SRI, por lo cual, el Consorcio ha iniciado varios juicios impugnando dichas resoluciones. El SRI desde la fecha de su notificación (agosto del 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las sociedades productoras y exportadoras de petróleo. Con fecha 1 de Julio del 2004 se expidió el laudo del arbitraje internacional que una de las sociedades petroleras mantiene contra el Estado Ecuatoriano por este concepto, estableciéndose que el Estado Ecuatoriano debe reembolsar el IVA respectivo; el Estado Ecuatoriano impugnó dicho laudo. Adicionalmente, el Tribunal Fiscal ha emitido sentencias a otras

sociedades productoras y, exportadoras de petróleo reconociendo la devolución del impuesto pero solo por los valores equivalentes al incremento de la tasa de IVA (originalmente 10%) ya que asevera que el 10% del impuesto se encuentra incorporado en las participaciones del contrato. A criterio de la gerencia de la Casa Matriz el Consorcio tiene el derecho a la devolución del IVA, ya sea por parte del SRI o renegociando su participación en la producción de petróleo, por cuanto al momento de establecerse las participaciones en la producción de petróleo, la exportación de bienes y la prestación de servicios no se encontraban gravadas con IVA. Con fecha 11 de Agosto del 2004 el Congreso Nacional del Ecuador expidió una ley interpretativa sobre el IVA, estableciendo que el reintegro de dicho impuesto no es aplicable a la actividad petrolera puesto que el petróleo no se lo fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos. A criterio de la gerencia de la Casa Matriz, los argumentos legales que soportan la defensa son sólidos, pero las condiciones políticas que rodean la devolución del IVA, hacen prever que será difícil obtener de las cortes ecuatorianas un pronunciamiento favorable, por lo que se analiza la alternativa del arbitraje internacional. Esta situación a la fecha es incierta.

(d) Otros informes de exámenes especiales de la Contraloría General del Estado-

La Contraloría General del Estado ha emitido además los siguientes informes especiales y glosas:

- Topping Plant - informe especial y glosa por aproximadamente 2,788,000 (390,300 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.
- Tasa por Servicios Bogi - Capiron- informe especial y glosa por aproximadamente 1,555,000 (217,700 correspondientes a la Sucursal). De acuerdo al asesor legal de la Sucursal, la decisión final de la Contraloría fue favorable a los intereses del Consorcio, dejando sin efecto la glosa.
- Químicos reductores de fricción - borrador de informe en el cual se reclama al Consorcio el pago de aproximadamente

Notas a los estados financieros (continuación)

5,262,000 (736,700 correspondientes a la Sucursal) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción. Sobre la base de recomendación de la Contraloría, Petroecuador emitió una factura por 41,185; la cual a la fecha, ha sido impugnada.

A la fecha, la gerencia de la Casa Matriz desconoce el resultado final de estos informes y glosas 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 US\$253,000, corresponden a los años de 1995, 1996, 1997, 1998, 1999 y 2000), 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.

14. Acuerdo de transporte

El 16 de julio del 2004, la Sucursal firmó un Acuerdo de Transporte con Repsol YPF Ecuador S. A. – Sucursal Ecuador, para utilizar su cupo de transporte en el Oleoducto de Crudos Pesados, con una tarifa fija de US\$2.40 por barril de crudo a partir del 4 de septiembre del 2004 y por el tiempo de duración del Contrato de Participación (Ver Nota 1).