

Informe de los auditores independientes

A 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 de Panamá) al 31 de diciembre del 2001 y 2000, y los correspondientes estados de resultados, de inversión de la casa matriz y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. Estos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestras auditorías.
2. Excepto por lo que se menciona en los tres párrafos siguientes, nuestras auditorías fueron efectuadas 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 nuestras auditorías proveen una base razonable para nuestra opinión.
3. Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, no nos fue posible obtener confirmación directa de cuentas por cobrar, registradas en su totalidad por el Operador del Consorcio, a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador (por venta de petróleo del área Tivacuno, valores pendientes del Contrato de Prestación de Servicios del Bloque 16 y Tivacuno y por la aplicación, mejoramiento y reparación del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano) por aproximadamente US\$79,219,000 y US\$21,780,000 respectivamente (US\$24,558,000 y US\$6,752,000 corresponderían a la Sucursal), y cuentas por pagar (por ajustes por tarifa de transporte y factor de calidad del crudo) por aproximadamente US\$54,656,000 y US\$7,511,000 respectivamente (US\$16,943,000 y US\$2,328,000 corresponderían a la Sucursal).
4. Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, no nos fue posible obtener confirmación directa de cuentas por pagar y cuentas por cobrar a los operadores por aproximadamente US\$8,148,000 y US\$2,689,000 respectivamente, incluidas en los balances generales adjuntos. Adicionalmente, al 31 de diciembre del 2001 y 2000, las cuentas por pagar incluidas en el balance general del Operador del Consorcio, incluyen un saldo deudor por aproximadamente US\$2,100,000 (US\$651,000 corresponderían a la Sucursal) que corresponde principalmente a años anteriores, sobre los cuales no nos fue posible satisfacernos acerca de su razonabilidad.
5. Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, la Sucursal no efectuó un estudio de obsolescencia de los inventarios de materiales y repuestos, que nos permita formarnos una opinión acerca de la

Informe de los auditores independientes

A 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 de Panamá) al 31 de diciembre del 2001 y 2000, y los correspondientes estados de resultados, de inversión de la casa matriz y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. Estos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestras auditorías.
2. Excepto por lo que se menciona en los tres párrafos siguientes, nuestras auditorías fueron efectuadas 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 nuestras auditorías proveen una base razonable para nuestra opinión.
3. Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, no nos fue posible obtener confirmación directa de cuentas por cobrar, registradas en su totalidad por el Operador del Consorcio, a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador (por venta de petróleo del área Tivacuno, valores pendientes del Contrato de Prestación de Servicios del Bloque 16 y Tivacuno y por la aplicación, mejoramiento y reparación del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano) por aproximadamente US\$79,219,000 y US\$21,780,000 respectivamente (US\$24,558,000 y US\$6,752,000 corresponderían a la Sucursal), y cuentas por pagar (por ajustes por tarifa de transporte y factor de calidad del crudo) por aproximadamente US\$54,656,000 y US\$7,511,000 respectivamente (US\$16,943,000 y US\$2,328,000 corresponderían a la Sucursal).
4. Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, no nos fue posible obtener confirmación directa de cuentas por pagar y cuentas por cobrar a los operadores por aproximadamente US\$8,148,000 y US\$2,689,000 respectivamente, incluidas en los balances generales adjuntos. Adicionalmente, al 31 de diciembre del 2001 y 2000, las cuentas por pagar incluidas en el balance general del Operador del Consorcio, incluyen un saldo deudor por aproximadamente US\$2,100,000 (US\$651,000 corresponderían a la Sucursal) que corresponde principalmente a años anteriores, sobre los cuales no nos fue posible satisfacernos acerca de su razonabilidad.
5. Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, la Sucursal no efectuó un estudio de obsolescencia de los inventarios de materiales y repuestos, que nos permita formarnos una opinión acerca de la

Informe de los auditores independientes (continuación)

razonabilidad del saldo de la reserva necesaria para inventarios obsoletos y de lento movimiento a esas fechas.

6. Según se menciona en la Nota 7 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 2001 y 2000, la Sucursal amortizó contra los resultados del año aproximadamente US\$6,700,000 y US\$27,327,000 de 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 se originan. Debido a lo anterior al 31 de diciembre del 2001 y 2000, la inversión de la casa matriz se encuentra aumentada en aproximadamente US\$62,151,000 y US\$68,851,000 respectivamente y las pérdidas netas de los años 2001 y 2000 se encuentran aumentadas en aproximadamente US\$6,700,000 y US\$27,327,000 respectivamente.
7. En nuestra opinión, excepto por el efecto del diferimiento de la pérdida en cambio que se menciona en el párrafo 6 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, 4 y 5 precedentes, los estados financieros mencionados en el párrafo 1 presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de **Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador** al 31 de diciembre del 2001 y 2000, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador.
8. Según se menciona en la Nota 14(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 equivalente aproximadamente a 2,597,000 barriles de petróleo crudo (805,000 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 (6,510,000 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. A la fecha, se desconoce el resultado de esta situación.

Informe de los auditores independientes (continuación)

cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente US\$21,057,000 (US\$6,528,000 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 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 (Véase Nota 1). A la fecha, el consorcio ha presentado reclamo de devolución del IVA por aproximadamente US\$2,650,000 (US\$821,000 correspondientes a la Sucursal) y se encuentran pendientes de reclamación aproximadamente US\$18,407,000 (US\$5,706,000 correspondientes a la Sucursal), en adición, el consorcio ha iniciado un juicio ante el Tribunal Distrital de los 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. Adicionalmente, el consorcio que opera el Bloque 17 y en el cual la Sucursal participa con el 30%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por este mismo concepto por aproximadamente US\$574,000 (US\$172,000 correspondientes a la Sucursal), cuya recuperación, con los antecedentes antes mencionados a la fecha igualmente es incierta.

10. Hacemos mención a la Nota 2 a los estados financieros adjuntos sin que esto represente una salvedad a nuestra opinión, dicha nota trata acerca de la situación económica en el Ecuador.



RNAE No. 058



Milton Vásconez
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
8 de febrero del 2002 (excepto por el asunto
que se menciona en la Nota 14(a) cuya fecha
es 16 de abril del 2002)

Overseas Petroleum and Investment Corporation – Sucursal Ecuador

Balances generales

Al 31 de diciembre del 2001 y 2000

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Activo			
Activo corriente:			
Inventarios de materiales y repuestos		2,124,020	2,985,747
Cuentas por cobrar operadores, neto	9	-	2,688,891
Total del activo corriente		<u>2,124,020</u>	<u>5,674,638</u>
Mobiliario y equipo, neto	5	541,500	613,901
Inversiones en exploración y explotación, netas	6	112,650,981	128,570,847
Otros activos, neto	7	<u>62,194,955</u>	<u>69,234,972</u>
Total activo		<u>177,511,456</u>	<u>204,094,358</u>
Pasivo e inversión de la casa matriz			
Pasivo corriente:			
Casa matriz	8	99,588,870	121,557,396
Cuentas por pagar operadores	9	8,147,767	-
Total del pasivo corriente		<u>107,736,637</u>	<u>121,557,396</u>
Inversión de la casa matriz:			
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>(120,041,560)</u>	<u>(107,279,417)</u>
Total inversión de la casa matriz		<u>69,774,819</u>	<u>82,536,962</u>
Total pasivo e inversión de la casa matriz		<u>177,511,456</u>	<u>204,094,358</u>

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

Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador

Estados de inversión de la casa matriz

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2001 y 2000

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Capi- tal asig- nado	Aportes para futuras capi- talizacio- nes	Reserva de capital	Déficit acumulado	Total
Saldo al 31 de diciembre de 1999	2,436	192,690	189,621,253	(88,289,505)	101,526,874
Más (menos):					
Incremento (disminución) neto por la aplicación de la Norma Ecuatoriana de Contabilidad (NEC) 17	(436)	(34,492)	34,928	-	-
Pérdida neta	-	-	-	(18,989,912)	(18,989,912)
Saldo al 31 de diciembre del 2000	<u>2,000</u>	<u>158,198</u>	<u>189,656,181</u>	<u>(107,279,417)</u>	<u>82,536,962</u>
Menos - Pérdida neta:	-	-	-	(12,762,143)	(12,762,143)
Saldo al 31 de diciembre del 2001	<u>2,000</u>	<u>158,198</u>	<u>189,656,181</u>	<u>(120,041,560)</u>	<u>69,774,819</u>

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

Overseas Petroleum and Investment Corporation – Sucursal Ecuador

Estados de resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2001 y 2000

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Ingresos por producción de petróleo crudo		63,965,092	103,564,535
Menos – Participación al Estado Ecuatoriano		(10,120,394)	(17,162,716)
Ventas netas de petróleo crudo		53,844,698	86,401,819
Ingresos por servicios específicos		4,391,570	5,634,832
Total ingresos		58,236,268	92,036,651
Costos y gastos:			
Costos de ventas y de servicios		(21,025,038)	(23,020,286)
Amortización, agotamiento y depreciación		(42,197,196)	(60,559,700)
Pérdida en cambio, neta		-	(39,543,522)
Gastos de administración		(6,797,107)	(8,270,023)
Gastos de comercialización		(257,883)	(311,447)
Gastos financieros		(21,081)	(344,189)
Pérdida en operación		(12,062,037)	(40,012,516)
Otros Ingresos (gastos), neto:			
Resultado por exposición a la inflación	4	-	32,829,969
Provisión para cuentas incobrables		-	(4,526,000)
Otros, neto		(700,106)	(7,278,887)
Pérdida neta antes de provisión para impuesto a la renta		(12,762,143)	(18,987,434)
Provisión para impuesto a la renta	12(d)	-	(2,478)
Pérdida neta		<u>(12,762,143)</u>	<u>(18,989,912)</u>

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

Overseas Petroleum and Investment Corporation – Sucursal Ecuador

Estados de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2001 y 2000

Expresados en Dólares de E.U.A.

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Flujos de efectivo de actividades de operación:		
Pérdida neta	(12,762,143)	(18,989,912)
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto provisto por actividades de operación-		
Amortización, agotamiento y depreciación	42,197,196	60,559,700
Cambios netos en activos y pasivos-		
Disminución en inventarios de materiales y repuestos	861,727	1,578
Disminución en cuentas por pagar operador	5,325,546	23,832,056
Efectivo neto provisto por actividades de operación	<u>35,622,326</u>	<u>65,403,422</u>
Flujos de efectivo de actividades de inversión:		
Adiciones a mobiliario y equipo, neto	(10,681)	(710,106)
Adiciones a inversiones en exploración y explotación, neto	(19,154,231)	(12,293,106)
Disminución en cargos diferidos	-	10,723,920
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(19,164,912)</u>	<u>(2,279,292)</u>
Flujo de efectivo de actividades de financiamiento:		
Disminución en casa matriz	(16,457,414)	(63,124,130)
Aumento neto y saldo de efectivo en caja y bancos	<u>-</u>	<u>-</u>

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

Overseas Petroleum and Investment Corporation - Sucursal Ecuador

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre del 2001 y 2000

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. Operaciones

Bloque 16, Tivacuno y Bogi Capiron-

El 27 de diciembre de 1996, el Consorcio en el que la Sucursal mantiene una participación del 31% , firmó con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador los acuerdos modificatorios de los contratos de prestación de servicios a contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16 en un área de 200,000 hectáreas en el oriente ecuatoriano, la explotación unificada de los yacimientos comunes del campo Bogi-Capirón y 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 explotación del crudo, corren por cuenta del consorcio. El período de explotación rige hasta el 31 de enero de 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 para la producción, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura adquiridas por el Consorcio para el cumplimiento de los contratos.

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 explotación de petróleo crudo y exploración 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:

Notas a los estados financieros (continuación)

Bloque 16- continuación

<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 2001 y 2000, la participación promedio del consorcio en la producción del Bloque 16 fue del 83% y 82% y la participación del Estado Ecuatoriano 17% y 18% respectivamente.

La producción del Bloque 16 durante los años 2001 y 2000 fue de aproximadamente 8,675,000 y 11,352,000 barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación del Estado Ecuatoriano de aproximadamente 1,434,000 barriles de petróleo crudo (2,044,000 en el año 2000).

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 2001 y 2000, la participación promedio del Consorcio en la producción del campo unificado Bogi-Capirón fue del 81% y la participación del Estado Ecuatoriano 19%.

La producción del campo unificado Bogi-Capirón durante los años 2001 y 2000 fue de aproximadamente 2,082,000 y 1,984,000 barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación del Estado Ecuatoriano de aproximadamente 396,000 barriles de petróleo crudo (372,000 en el año 2000).

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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 2001 y 2000, la participación promedio del Consorcio en la producción del área Tivacuno fue del 84% y la participación del Estado 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, los costos, gastos y los intereses sobre las inversiones en desarrollo y producción no amortizadas. Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, el consorcio mantiene cuentas por cobrar por aproximadamente 14,400,000, (4,464,000 corresponde a la Sucursal) en relación con dichos contratos de prestación de servicios, los cuales han sido provisionados en su totalidad.

Bloque 17-

El 4 de mayo de 1987, el consorcio en el que la Sucursal mantiene una participación del 30%, firmó con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque en un área de 200,000 hectáreas en el oriente ecuatoriano. En diciembre de 1995 se reduce el área a 119,700 hectáreas.

El 29 de diciembre de 1999, Petroecuador autorizó el período de explotación, que incluye desarrollo y producción en el campo Hormiguero.

Notas a los estados financieros (continuación)

Este período tiene una duración de 20 años, pudiendo ser prorrogable a solicitud del consorcio. En febrero de 2000, el consorcio inició la fase de producción con la primera entrega de crudo a Petroecuador.

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

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

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

<u>Producción diaria</u>	<u>Participación</u>
Menor a 6,000 barriles	85,50%
6,001 a 12,000 barriles	85,00%
Mayor a 12,000 barriles	<u>70,00%</u>

- Durante el 2001 y 2000, la participación del consorcio en la producción fue del 87.5% y 85.5% y la participación del Estado 12.5% y 14.5% respectivamente.
- Debido al incremento en la tarifa de transporte del SOTE, el Contrato de Participación del Bloque 17, establece la compensación de esta variación en la tarifa, modificando su porcentaje de participación en la producción de petróleo crudo.

Notas a los estados financieros (continuación)

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

Durante el 2001 y 2000, la producción del Bloque 17 fue de aproximadamente 526,000 y 369,000 barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación del Estado de aproximadamente 115,000 barriles de petróleo crudo (46,000 en el 2000).

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	444,689	7,614,336
Bogi – Capirón	396,591	6,790,765	122,943	2,105,137
Bloque 17	114,941	1,336,403	34,482	400,921
	<u>1,946,012</u>	<u>32,689,543</u>	<u>602,114</u>	<u>10,120,394</u>

Durante el año 2000, 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	2,044,357	45,897,620	633,751	14,228,262
Bogi – Capirón	371,988	8,502,390	115,316	2,635,742
Bloque 17	46,154	995,707	13,846	298,712
	<u>2,462,499</u>	<u>55,395,712</u>	<u>762,913</u>	<u>17,162,716</u>

2. Situación económica en el Ecuador

Durante los dos últimos años, el Ecuador ha experimentado cierta estabilidad económica, debido principalmente a la recuperación en el precio de exportación del petróleo e inversiones en el sector petrolero, a la dolarización de la economía adoptada en enero del 2000 y a la reducción en las tasas de interés. Sin embargo, la estabilidad económica del 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

Notas a los estados financieros (continuación)

efectos de dicha situación 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 aprobación e inicio de 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. Aún cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la gerencia considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

Actualmente, se encuentra en proceso de aprobación la adopción de varias Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), que se espera tengan vigencia para los años fiscales que terminen el 31 de diciembre de 2002, o posteriores. En aquellas situaciones específicas que no estén consideradas por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC), se recomienda que las NIC provean los lineamientos a seguirse como principios de contabilidad en el Ecuador.

Los estados financieros adjuntos han sido preparados con las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) y principios de contabilidad generalmente aceptadas en el Ecuador y pueden diferir de aquellas emitidas de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad (NIC).

A partir del año 2001, el operador del consorcio que opera el Bloque 16 y el Area Tivacuno registra el total de las cuentas del activo y pasivo corriente del consorcio al 100% (anteriormente registraba únicamente su porcentaje de participación), 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 31% que representa el porcentaje de participación), al momento de su cobro y pago.

Las principales políticas de contabilidad son las siguientes:

Notas a los estados financieros (continuación)

(a) Cambio en la moneda de reporte-

Como parte del proceso de Dolarización, los estados financieros de la Sucursal, al 31 de marzo de 2000 fueron convertidos de Suces Ecuatorianos a Dólares de E.U.A., de acuerdo con la Norma Ecuatoriana de Contabilidad (NEC) 17 y a partir de esa fecha, toda la información financiera se procesa y se reporta en Dólares de E.U.A.

(b) Inventarios de materiales y repuestos-

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

(c) 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.

(d) 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 preproducción se amortizan bajo el método de línea recta durante cinco años, a partir del inicio del período de producción. Las inversiones del período de producción se amortizan durante la vida del contrato, bajo el método de unidades de producción en base de las reservas probadas de petróleo.

(e) Otros activos-

Corresponden principalmente a pérdida en cambio neta diferida al 31 de diciembre de 1999 (Véase Nota 7) e inversiones no reembolsables, las cuales se amortizan por el método de línea recta en un período de 5 años.

(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 aplicable a los contratos de participación para la exploración y explotación

Notas a los estados financieros (continuación)

de hidrocarburos, establecidos por el Decreto Presidencial No. 1418 publicado en el Registro Oficial No. 364.

4. Corrección monetaria y conversión de estados financieros-

De acuerdo con la Norma Ecuatoriana de Contabilidad (NEC) 17, relacionada con la Conversión de Estados Financieros para Efectos de Aplicar el Esquema de Dolarización, los saldos de los estados financieros al 31 de marzo del 2000, fueron convertidos de Sucres Ecuatorianos a un valor en Dólares de E.U.A., que se aproxima al costo histórico.

Al 31 de marzo del 2000, la Sucursal utilizó un método alternativo al establecido en la Norma Ecuatoriana de Contabilidad (NEC) 17, para convertir sus estados financieros a Dólares de E.U.A., dicho procedimiento se basó en un sistema bimonetario que presenta saldos históricos de los balances generales en Sucres Ecuatorianos y Dólares de E.U.A. al 31 de diciembre de 1999 y 31 de marzo del 2000. Los efectos de conversión acumulados al 31 de diciembre de 1999 y por el período comprendido del 1 de enero al 31 de marzo del 2000, se registran en la inversión de la casa matriz y en los resultados del año 2000, respectivamente y no difieren significativamente de aquellos que hubiesen resultado de haber aplicado la Norma Ecuatoriana de Contabilidad (NEC) 17.

En el año 2000, la Sucursal aplicó la Norma Ecuatoriana de Contabilidad (NEC) 16, que trata sobre el Sistema de Corrección Monetaria Integral de los Estados Financieros y su efecto se registró en los resultados de dicho año. A partir del mes de marzo del 2000, los estados financieros se preparan sobre la base del costo histórico sin tomar en cuenta los cambios en nivel general de precios. La inflación correspondiente al 2001, ascendió al 22.4% anual.

El estado de resultados del año 2000, incluye el valor de 32,829,969 que se presenta como otros ingresos y que corresponde al efecto neto de conversión, por el período comprendido del 1 de enero al 31 de marzo del 2000.

5. Mobiliario y equipo

Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, el mobiliario y equipo estaba constituido de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>Tasa anual de depre- ciación</u>
Instalaciones	598,562	598,562	10%
Vehículos	74,225	73,832	20%
Equipos de oficina	46,903	37,712	10% y 20%
Construcciones en proceso	1,096	-	-
	<u>720,786</u>	<u>710,106</u>	
Menos- Depreciación acumulada	<u>179,286</u>	<u>96,205</u>	
	<u>541,500</u>	<u>613,901</u>	

Durante los años 2001 y 2000, el movimiento de mobiliario y equipo fue como sigue:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Saldo al inicio del año	613,901	-
Más (menos):		
Adiciones netas	10,680	710,106
Depreciación del año	<u>(83,081)</u>	<u>(96,205)</u>
Saldo al final del año	<u>541,500</u>	<u>613,901</u>

6. Inversiones en exploración y explotación

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

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

Notas a los estados financieros (continuación)

Al 31 de diciembre del 2000, las inversiones en exploración y explotación se formaban de la siguiente manera:

	Inversiones en		
	Pre-	Producción	Total
	producción (*)	(**)	
Bloque 16 y Bogí – Capirón	65,808,000	89,891,166	155,699,166
Tivacuno	12,229,000	5,887,708	18,116,708
Bloque 17	14,581,672	1,864,161	16,445,833
	<u>92,618,672</u>	<u>97,643,035</u>	<u>190,261,707</u>
Menos – Agotamiento y amortización acumuladas	54,105,820	7,585,040	61,690,860
	<u>38,512,852</u>	<u>90,057,995</u>	<u>128,570,847</u>

(*) Las inversiones de preproducción 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 2001, las inversiones de preproducción del Bloque 16, Bogí-Capirón y Tivacuno se encuentran totalmente amortizadas.

(**) 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. A la fecha los reportes de reservas de los consorcios informados a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, no han sido aprobados, además estos reportes no ha sido corroborados por un estudio de una firma especializada calificada independiente.

7. Otros activos

Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, los otros activos se formaban de la siguiente manera:

	2001	2000
Pérdida en cambio diferida	96,178,259	96,178,259 (*)
Inversiones no reembolsables – Bloque 16	2,015,940	2,015,940 (**)
Inversiones no reembolsables – Bloque 17	109,243	109,243 (**)
	<u>98,303,442</u>	<u>98,303,442</u>
Menos – Amortización acumulada	36,108,487	29,068,470
	<u>62,194,955</u>	<u>69,234,972</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

(*) 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 2001 y 2000, la Sucursal amortizó 6,700,000 y 27,327,000 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 2001, las partidas no reembolsables del Bloque 16, Bogi-Capirón y Tivacuno han sido totalmente amortizadas.

8. 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, cargos por costos financieros sobre las inversiones en desarrollo y producción y servicios prestados por Overseas Petroleum and Investment Corporation y otros cargos por servicios.

9. 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. De igual manera mediante convenio de operación, las sucursales miembros del consorcio para la exploración y explotación del Bloque 17 nombraron como operador a Vintage Oil Ecuador S. A. - Sucursal Ecuador .

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. La inscripción de la transferencia de la totalidad de activos y pasivos, así como sus derechos y obligaciones para la exploración y explotación del área Tivacuno fue realizada el 30 de noviembre del 2001.

Notas a los estados financieros (continuación)

Al 31 de diciembre del 2001 y 2000, la Sucursal mantiene los siguientes saldos con los operadores de los Consorcios:

	Por pagar (cobrar)	
	2001	2000
Repsol YPF Ecuador S. A. – Sucursal Ecuador	7,907,588	(3,263,995)
Vintage Oil Ecuador S. A. – Sucursal Ecuador	240,179	575,104
	<u>8,147,767</u>	<u>(2,688,891)</u>

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

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 de la Sucursal.

12. Impuesto a la renta

(a) Situación fiscal-

La Sucursal no ha sido fiscalizada desde la fecha de su domiciliación en Ecuador (1985).

(b) Tasa de impuesto-

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

(c) Pérdidas fiscales amortizables-

Al 31 de diciembre del 2001, la Sucursal tenía pérdidas fiscales amortizables en ejercicios futuros por aproximadamente 99,022,000.

Notas a los estados financieros (continuación)

Dichas pérdidas podrán 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) utilidad fiscal de la Sucursal, fueron las siguientes:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Pérdida neta	(12,762,143)	(18,987,434)
Más (menos):		
Otros ingresos exentos	(45,810)	-
Gastos no deducibles	<u>4,016,567</u>	<u>18,997,344</u>
(Pérdida fiscal) Utilidad gravable	(8,791,386)	9,910
Provisión para impuesto a la renta - 25%	<u>-</u>	<u>2,478</u>

13. 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 2001 y 2000, los consorcios no habían efectuado provisión alguna por este concepto.

Notas a los estados financieros (continuación)

(b) Indemnización-

De acuerdo con el Código del Trabajo, los consorcios tienen 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 2001 y 2000, los consorcios no había efectuado provisión alguna por este concepto, siendo el pasivo máximo de aproximadamente 2,430,000, en el caso de despido a la totalidad del personal (774,000 en el año 2000).

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

14. 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 equivalente aproximadamente 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 del Operador del Consorcio, el monto estimado a pagar ascendería a aproximadamente 21,000,000. (6,510,000 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. A la fecha se desconoce el resultado de esta situación.

(b) Impuesto al Valor Agregado-

Al 31 de diciembre del 2001, 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\$21,057,000 (US\$6,527,000 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 US\$2,650,000 (US\$821,000 correspondientes a la Sucursal) y se encuentran pendientes de reclamación aproximadamente US\$18,407,000 (US\$5,706,000 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.

(c) 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.

(d) 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\$1,555,000 (482,000 correspondientes a la Sucursal).
- Químicos reductores de presión - borrador de informe en el cual se reclama al Consorcio el pago de aproximadamente US\$5,262,000 (1,631,000 correspondientes a la Sucursal) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción.

Notas a los estados financieros (continuación)

- Topping Plant - borrador de informe por la operación de la Topping Plant.

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

(e) 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\$220,000, corresponden a los años de 1996, 1997, 1998 y 1999), debido a que existe discrepancia sobre el monto de estas obligaciones y lo que deba incluirse para su cálculo. Según opinión del asesor legal, la Sucursal ha impugnado dichos reclamos. A la fecha el resultado es incierto.

15. Reclasificación de cifras del 2000

Ciertas cifras de los estados financieros del año 2000, fueron reclasificadas para hacerles comparables con la presentación del año 2001.