ERNST & YOUNG

E&Y Global Advisory Services Cía. Ltda.
Andalucía y Cordero esquina
Edificio Cyede, Tercer Piso
P.O.Box: 17-17-835
Quito - Ecuador

Phone: (593-2) 255-5553
Fax: (593-2) 255-4044
www.ey.com/ec

87590

Informe de los Auditores Independientes

A los Accionistas de **Petroriva S. A.:**

1. Hemos auditado los balances generales de **Petroriva S. A.** (una sociedad anónima constituida en el Ecuador y subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia S. A. de Argentina) al 31 de diciembre de 2003 y 2002, y los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. Dichos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la Compañía. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestras auditorías.

2. 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 de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías proveen una base razonable para nuestra opinión.

3. De acuerdo con disposiciones tributarias vigentes, al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el Consorcio en el que la Compañía participa con el 40%, no provisionó los cargos por remediación y abandono de pozos por aproximadamente US$327,000 (US$131,000 corresponden a la Compañía) y US$298,000 (US$119,000 corresponden a la Compañía), respectivamente; los cuales son requeridos de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados. Por esta razón, los resultados del año 2003 se encuentran subestimados y los resultados del año 2002 sobreestimados en US$12,000 y US$119,000, respectivamente y el patrimonio de los accionistas al 31 de diciembre de 2003 y 2002, se encuentra subestimado en US$131,000 y US$119,000, respectivamente. Estos valores serán registrados a partir del año 2004.

4. Según se menciona en la Nota 18 (a) a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el Consorcio Petrosud-Petroriva en el que la Compañía participa con el 40%, mantiene cuentas por cobrar a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador por aproximadamente US$886,000 (US$354,000 corresponden a la Compañía), correspondientes a Impuesto al Valor Agregado (IVA) facturado a Petroecuador por servicios prestados desde agosto de 1999 hasta junio de 2002, monto que no ha sido reconocido por ésta entidad estatal. A criterio de la Gerencia, este valor es legalmente exigible. Sin embargo, basados en nuestra auditoría, a nuestro juicio, debió hacerse una estimación para cuentas dudosas por el total del importe arriba mencionado. Por consiguiente la pérdida del año 2002 se encuentra subestimada y el patrimonio de los accionistas al 31 de diciembre de 2003 y 2002 sobreestimados en US$354,000.

Informe de los auditores independientes (Continuación)

5. En nuestra opinión, excepto por los efectos mencionados en los párrafos tres y cuatro precedentes, los estados financieros arriba mencionados, presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de **Petroriva S. A.** al 31 de diciembre de 2003 y 2002, 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.

6. Como se explica en la Nota 18 (b) a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el Consorcio Petrosud - Petroriva en el que la Compañía participa con el 40%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente US$7,787,000 (US$3,114,000 correspondientes a la Compañía) y por US$5,248,000 (US$2,099,000 correspondientes a la Compañía) respectivamente, 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 de acuerdo con la Ley, tendría derecho a la devolución por parte del SRI. En agosto de 2001, el Consorcio, al igual que las demás compañías que producen y exportan petróleo fue notificado por el SRI de que el IVA no sería devuelto, 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 (Ver Nota 1). Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el Consorcio ha presentado reclamos de devolución de IVA por aproximadamente US$7,280,000 (US$2,912,000 corresponden a la Compañía) y US$3,985,000 (US$1,594,000 corresponden a la Compañía), respectivamente, los cuales ya fueron negados por el SRI. A la fecha se han iniciado juicios ante el Tribunal Distrital de lo Fiscal los cuales se encuentran en curso. Además al 31 de diciembre de 2003 y 2002 se encontraban pendientes de reclamación aproximadamente US$507,000 (US$203,000 corresponden a la Compañía) y US$1,263,000 (US$505,000 corresponden a la Compañía) respectivamente. El SRI desde la fecha de su notificación (agosto de 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las compañías productoras y exportadoras de petróleo. A criterio de la gerencia y sus asesores legales, el Consorcio tiene el derecho a la devolución del IVA. A la fecha de este informe la resolución de este asunto es incierta. En el caso de que la resolución final no sea favorable al Consorcio, al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el valor de cuentas por cobrar por concepto de IVA debería ser registrado en inversiones de producción por aproximadamente US$4,263,000 (US$1,704,000 corresponden a la Compañía) y US$2,974,000 (US$1,190,000 corresponden a la Compañía), respectivamente; y en costos de producción aproximadamente US$3,524,000 (US$1,410,000 corresponden a la Compañía) y por US$2,274,000 (US$909,000 corresponden a la Compañía), respectivamente.

7. Como se explica en la Nota 19 (d) a los estados financieros adjuntos, como resultado del informe de Auditoría de Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos de los años 2001 y 2002 al Consorcio Petrosud – Petroriva (en el que la Compañía participa con el 40%), la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) objetó el cargo de los intereses causados en el año 2002 por el Consorcio por préstamos de compañías relacionadas del exterior 2002 por aproximadamente US$4,758,000

ERNST & YOUNG

Informe de los auditores independientes (Continuación)

(US$1,903,000 corresponden a la Compañía). El Consorcio ha impugnado dicha decisión ante el Ministerio de Energía. Adicionalmente, la Compañía ha registrado en los resultados del ejercicio 2003 por este mismo concepto US$1,906,065. De acuerdo con la opinión de la gerencia del Consorcio y de los asesores legales, el Consorcio tiene argumentos legales válidos para soportar su posición. Sin embargo, al momento la resolución final de este asunto se encuentra pendiente.

Ernst & Young

RNAE No. 462

Milton A. Vásconez R.
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
5 de marzo de 2004

Petroriva S. A.

Balances generales

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	2003	2002
Activo			
Activo corriente			
Efectivo en bancos		631,770	65,761
Inversiones temporales	3	482,965	-
Cuentas por cobrar	4	329,183	588,357
Inventarios	5	1,060,677	1,468,545
Gastos pagados por anticipado		187,946	148,413
Total del activo corriente		2,692,541	2,271,076
Mobiliario, equipo y vehículos, netos	6	122,888	183,531
Inversiones de producción, netas	7	13,245,878	10,883,286
Otros activos		17,640	17,640
Total activo		16,078,947	13,355,533
Pasivo y patrimonio neto			
Pasivo corriente			
Porción corriente deuda a largo plazo	11	80,000	-
Cuentas por pagar	8	2,342,869	2,037,920
Compañías relacionadas y socios	9	12,621,849	11,291,616
Pasivos acumulados		40,084	2,824
Impuesto a la renta por pagar		6,025	-
Total pasivo corriente		15,090,827	13,332,360
Deuda a largo plazo, menos porción corriente	11	160,000	-
Patrimonio de los accionistas			
Capital social	12	10,000	10,000
Aportes para futuras capitalizaciones	13	1,280,000	1,280,000
Reserva de capital	14	54,855	54,855
Déficit acumulado		(516,735)	(1,321,682)
Total patrimonio de los accionistas		828,120	23,173
Total pasivo y patrimonio de los accionistas		16,078,947	13,355,533

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

Petroriva S. A.

Estados de resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002
Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	2003	2002
Ingresos operacionales			
Ingresos por producción de petróleo	2 (m)	11,300,954	6,404,916
Ingresos por tarifa por reembolso de costos – curva base	2 (n)	823,566	741,849
Ingresos por venta de cemento	2 (o)	1,336,462	329,251
Otros ingresos operacionales	19 (a)	-	301,273
Total ingresos operacionales		13,460,982	7,777,289
Costos de operación			
Costos de producción		(5,115,117)	(3,698,560)
Costo de ventas cemento		(1,062,716)	(288,138)
Amortización, agotamiento y depreciación		(2,947,034)	(1,670,218)
Gastos administrativos		(1,100,713)	(545,349)
Total costos operacionales		(10,225,580)	(6,202,265)
Utilidad en operación		3,235,402	1,575,024
Otros egresos, netos			
Gastos financieros		(2,023,992)	(1,978,342)
Otros, neto		(365,055)	(218,292)
Utilidad (Pérdida) neta antes de provisión para impuesto a la renta		846,355	(621,610)
Provisión para impuesto a la renta	17 (f)	(41,408)	-
Utilidad (Pérdida) neta		804,947	(621,610)
Utilidad (Pérdida) neta por acción		80.49	(62.16)

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

Petroriva S. A.

Estados de evolución del patrimonio de los accionistas

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

Expresados en Dólares de E.U.A.

				Utilidades retenidas (Déficit acumulado)		
	Capital social	Aportes para futuras capitaliza-ciones	Reserva de capital	Reserva Legal (Nota 15)	(Pérdidas acumula-das) utilidades por aplicar	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2001	10,000	680,000	54,855	3,232	(703,304)	(700,072)
Más (Menos)-						
Aportes para futuras capitalizaciones	-	600,000	-	-	-	-
Pérdida neta	-	-	-	-	(621,610)	(621,610)
Saldo al 31 de diciembre de 2002	10,000	1,280,000	54,855	3,232	(1,324,914)	(1,321,682)
Más-						
Utilidad neta	-	-	-	-	804,947	804,947
Saldo al 31 de diciembre de 2003	10,000	1,280,000	54,855	3,232	(519,967)	(516,735)

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

Petroriva S. A.

Estados de flujos de efectivo

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

Expresados en Dólares de E.U.A.

	2003	2002
Flujos de efectivo de actividades de operación:		
Utilidad (Pérdida) neta	804,947	(621,610)
Ajustes para conciliar la utilidad (pérdida) neta con el efectivo neto generado por actividades de operación		
Amortización, agotamiento y depreciación	2,947,034	1,670,218
Cambios netos en activos y pasivos-		
Disminución (Aumento) en cuentas por cobrar	259,174	(518,648)
Disminución (Aumento) en inventarios	407,868	(448,027)
Aumento en gastos pagados por anticipado	(285,136)	(247,711)
Aumento en cuentas por pagar	304,949	651,667
Aumento (Disminución) en pasivos acumulados	37,260	(92,051)
Aumento (Disminución) en impuesto a la renta por pagar	6,025	(15,915)
Efectivo neto generado por actividades de operación	4,482,121	377,923
Flujos de efectivo de actividades de inversión:		
Adiciones a mobiliario, equipo y vehículos	(10,502)	(17,325)
Aumento en inversiones de preproducción	(4,992,878)	(2,408,531)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(5,003,380)	(2,425,856)
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:		
Aumento en compañías relacionadas	1,330,233	1,380,469
Aumento en deuda a largo plazo	240,000	-
Aportes para futuras capitalizaciones	-	600,000
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	1,570,233	1,980,469
Aumento (Disminución) neto en efectivo en bancos e inversiones temporales	1,048,974	(67,464)
Efectivo en bancos e inversiones temporales		
Saldo al inicio del año	65,761	133,225
Saldo al final del año	1,114,735	65,761

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

Petroriva S. A.

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. Operaciones

El 1 de julio de 1999, el Consorcio en el que la Compañía mantiene una participación del 40% firmó con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador dos contratos para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en los campos marginales Palanda - Yuca Sur y Pindo, en un área de 20,850 hectáreas en el oriente ecuatoriano, los cuales fueron inscritos en el registro de la Dirección Nacional de Hidrocarburos el 30 de julio de 1999.

En dichos contratos, se establece que el Estado Ecuatoriano y Petroecuador no asumen riesgo alguno de 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 30 de julio del 2019, pudiendo ser prorrogable siempre y cuando convenga a los intereses del estado. Al término del período de explotación el Consorcio entregará a Petroecuador sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos, obras de infraestructura y demás muebles e inmuebles que hubiesen sido adquiridos para los fines de cada contrato.

El Consorcio tiene derecho exclusivo a ejecutar, por su cuenta y riesgo, las actividades de explotación de petróleo crudo y exploración adicional en el área de los campos marginales Palanda - Yuca Sur y Pindo, 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:

Palanda - Yuca Sur
Año 2003

Producción	Partici-pación
Hasta 600 barriles diarios (Curva Base)	0%
Desde 601 hasta 1,100 barriles diarios	57%
Desde 1,101 hasta 1,800 barriles diarios (300%Curva Base)	55%
Mayor a 1,800 barriles diarios (300% Curva Base)	55%

Año 2002

Producción	Partici-pación
Hasta 679 barriles diarios (Curva Base)	0%
Desde 680 hasta 1,179 barriles diarios	57%
Desde 1,180 hasta 2,037 barriles diarios (300%Curva Base)	55%
Mayor a 2,037 barriles diarios (300% Curva Base)	55%

Las participaciones promedio del Consorcio en la producción incremental por los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002 para este campo, fueron del 55% y 56%, y la participación del Estado 45% y 44% respectivamente. Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003 y 2002, el Consorcio pagó participación al Estado por 14,736,140 y 5,787,769 (5,894,456 y 2,315,108 respectivamente corresponden a la Compañía).

Pindo

Año 2003

Producción	Partici-pación
Hasta 1,114 barriles diarios (Curva Base)	0%
Desde 1,115 hasta 1,613 barriles diarios	49%
Desde 1,614 hasta 3,341 barriles diarios (300%Curva Base)	43%
Mayor a 3,341 barriles diarios (300% Curva Base)	43%

Año 2002

Producción	Partici-pación
Hasta 1,252 barriles diarios (Curva Base)	0%
Desde 1,253 hasta 1,752 barriles diarios	49%
Desde 1,753 hasta 3,756 barriles diarios (300%Curva Base)	43%
Mayor a 3,756 barriles diarios (300% Curva Base)	43%

Las participaciones promedio del Consorcio en la producción incremental por los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002 para este campo, fueron del 44%, y la participación del Estado 56%. Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003 y 2002, el Consorcio pagó participación al Estado por 12,705,480 y 11,009,142 (5,082,192 y 4,403,656 respectivamente corresponden a la Compañía).

Adicionalmente, el Consorcio recibirá de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, una tarifa correspondiente al reembolso de costos de operaciones de la curva base de producción, conforme se indica a continuación:

Producción	Tarifa por barril (US$)
Palanda – Yuca Sur	
Hasta 600 barriles diarios (Curva Base) para el año 2003 y hasta 679 barriles diarios (Curva Base) para el año 2002	3,18
Pindo	
Hasta 1,114 barriles diarios (Curva Base) para el año 2003 y hasta 1,252 barriles diarios (Curva Base) para el año 2002	2,31

La dirección registrada de la Compañía es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz, Edificio Antisana 1, Quito, República del Ecuador. La Compañía al 31 de diciembre de 2003 no tiene empleados. El Consorcio en el que la compañía participa con el 40% mantiene la nómina de empleados necesaria para la operación de los campos marginales Pindo y Palanda – Yuca Sur.

2. Resumen de principales políticas de contabilidad

Las políticas de contabilidad que sigue la Compañía están de acuerdo con los 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.

Durante el año 2002, se emitieron diez nuevas Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) relacionadas con la contabilización de las inversiones, estados financieros consolidados, combinación de negocios, operaciones descontinuadas, utilidades por acción, contabilización de subsidios del Gobierno, activos intangibles, provisiones, activos y pasivos contingentes y deterioro del valor de los activos. Dichas normas son similares a las correspondientes Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) y están en vigencia a partir de enero del 2002, excepto por la norma de contabilidad relacionada con la consolidación de estados financieros cuya fecha efectiva es enero de 2003. En el futuro se planea adoptar todas las Normas Internacionales

de Contabilidad, sin embargo en aquellas situaciones específicas que no estén consideradas por las NEC, se recomienda que las NIC provean los lineamientos a seguirse como principios de contabilidad en el Ecuador.

La adopción de estos nuevos principios de contabilidad para la preparación de los estados financieros adjuntos, no difieren significativamente de aquellos usados en la preparación de los estados financieros de años anteriores.

Los estados financieros adjuntos han sido preparados de acuerdo con las 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).

La emisión de los estados financieros adjuntos fue autorizada por la gerencia de la Compañía y deben ser aprobados por la Junta General de Accionistas que considere dichos estados.

Los principales criterios de valuación utilizados para la preparación de los estados financieros fueron los siguientes:

(a) **Efectivo en bancos-**
Se encuentra registrado a su valor nominal.

(b) **Inversiones temporales –**
Se encuentra registrado a su valor nominal.

(c) **Cuentas por cobrar-**
Se encuentran valuadas al costo y no superan el valor recuperable.

(d) **Inventarios-**
Inventario de materiales y repuestos: están valorados al costo promedio el cual no excede el valor de mercado, excepto inventarios en tránsito que están al valor de adquisición.

(e) **Mobiliario, equipo y vehículos-**
Se encuentra valorado a su costo de adquisición menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. Para la depreciación del mobiliario, equipo y vehículos se utiliza el método de la línea recta, calculada proporcionalmente a la vida útil estimada (Ver Nota 6). El valor del mobiliario, equipo y vehículos, considerados en su conjunto no supera su valor recuperable.

(f) **Inversiones de producción-**
Se encuentran valoradas a su costo de adquisición y se amortizan de acuerdo con el método de unidades de producción aplicando el ratio de petróleo producido a áreas con reservas probadas de petróleo al inicio del año estimadas por la Compañía y certificadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH). (Ver nota 7)

(g) **Otros activos-**
Se encuentran valuados al costo y no superan el valor recuperable.

(h) **Cuentas por pagar y pasivos acumulados-**
Se encuentran valuadas al costo y no superan la estimación confiable del monto de la obligación.

(i) **Provisiones-**
Se reconoce una provisión solo cuando la Compañía tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado y es probable que se requieran recursos para cancelar la obligación y se puede hacer un estimado confiable del monto de la obligación.

(j) **Deuda a largo plazo-**
Se encuentra valuado a su valor nominal.

(k) **Compañías relacionadas y socios-**
Se encuentran valuadas a su valor nominal.

(l) **Cuentas del patrimonio de los accionistas-**
Se encuentran valuadas a su valor nominal.

(m) **Ingresos por producción de petróleo-**
Los ingresos por producción de petróleo de la producción incremental se reconocen en base a la producción fiscalizada de acuerdo con las disposiciones legales vigentes para los contratos de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en campos marginales. No existe un efecto importante entre el crudo producido y vendido.

(n) **Ingresos por tarifa por reembolso de costos - curva base-**
Los ingresos por reembolso de costos - curva base corresponden al reembolso de costos de operación de la curva base de producción estipulado en el contrato de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en campos marginales.

(o) **Ingresos por venta de cemento-**
Se registran a su valor nominal.

(p) **Costos y gastos-**
Los costos y gastos se registran al costo histórico. Se reconocen a medida que se incurre en ellos, independientemente de la fecha en que se realiza el pago, y se registran en el período más cercano en el que se conocen.

(q) **Utilidad (Pérdida) neta por acción-**
La pérdida neta por acción se calcula considerando el promedio de acciones en circulación durante el año.

(r) **Registros contables y unidad monetaria -**
Los registros contables de la Compañía se llevan en Dólares de E.U.A., y de acuerdo con el Reglamento de Contabilidad de Costos para los Contratos para la Explotación de petróleo crudo y Exploración Adicional de Hidrocarburos en Campos Marginales, establecido por el Decreto Ejecutivo No. 1322 publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 299.

3. Inversiones temporales

Al 31 de diciembre de 2003 las inversiones temporales se formaban de la siguiente manera:

Certificado de depósito en el Pacific National Bank, que devenga una tasa de interés de 1,10% anual, con vencimiento el 19 de febrero de 2004	164,855
Certificado de depósito en el Banco de Chile, que devenga una tasa de interés de 0.47% anual, con vencimiento el 20 de enero de 2004	318,110
	482,965

4. Cuentas por cobrar

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, las cuentas por cobrar se formaban de la siguiente manera:

	2003	2002
Clientes cemento	198,617	315,401
Anticipo a proveedores	53,045	186,660
Otras cuentas por cobrar	77,521	86,296
	329,183	588,357

5. Inventarios

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, los inventarios se formaban de la siguiente manera:

	2003	2002
Materiales y repuestos	491,989	826,605
Inventario en tránsito	292,461	604,262
Cemento	276,227	37,678
	1,060,677	1,468,545

6. Mobiliario, equipo y vehículos

El saldo de mobiliario, equipo y vehículos al 31 de diciembre de 2003 y 2002, estaba formado de la siguiente manera:

	2003	2002	Tasa anual de depreciación
Equipos de computación	143,126	138,600	33% y 20%
Vehículos	84,896	82,752	25%
Muebles y equipos de oficina	41,126	41,126	10% y 50%
Equipo de campo	20,017	20,017	10%
Equipo de comunicación	18,242	17,742	20%
	307,407	300,237	
Menos - Depreciación acumulada	(184,519)	(116,706)	
	122,888	183,531	

Los movimientos del mobiliario, equipo y vehículos durante los años 2003 y 2002 fueron como sigue:

Saldo al 31 de diciembre de 2001	236,232
Mas (Menos)-	
Adiciones	17,325
Depreciación del año	(70,026)
Saldo al 31 de diciembre de 2002	183,531
Mas (Menos)-	
Adiciones	10,502
Depreciación del año	(71,145)
Saldo al 31 de diciembre de 2003	122,888

7. Inversiones de producción

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, las inversiones de producción se formaban de la siguiente manera:

	2003	2002
Perforación	12,101,835	8,161,482
Infraestructura	3,530,221	2,491,820
Geología y geofísica	1,075,796	1,055,703
Reacondicionamientos	455,342	455,342
Otras	282,936	288,904
	17,446,130	12,453,251
Menos – Amortización acumulada	(4,200,252)	(1,569,965)
	13,245,878	10,883,286

Los movimientos de las inversiones de producción durante los años 2003 y 2002 fueron como sigue:

Saldo al 31 de diciembre de 2001	9,874,212
Más (Menos)-	
Adiciones	2,408,531
Amortización del año	(1,399,457)
Saldo al 31 de diciembre de 2002	10,883,286
Más (Menos)-	
Adiciones	4,992,878
Amortización del año	(2,630,286)
Saldo al 31 de diciembre de 2003	13,245,878

Las inversiones de producción se amortizan en base al método de unidades de producción considerando las reservas probadas totales al inicio del año.

Para los años 2003 y 2002, los reportes de reservas del Consorcio certificados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos mostraban los siguientes valores (en miles de barriles de petróleo):

	Palanda - Yuca Sur		Pindo		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Reservas Probadas	5,410	6,849	7,472	8,867	12,882	15,716

8. Cuentas por pagar

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, las cuentas por pagar se formaban de la siguiente manera:

	2003	2002
Proveedores	868,520	1,267,325
Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, neto	1,453,987	752,210
IVA en ventas	-	5,136
Otras cuentas por pagar	20,362	13,249
	2,342,869	2,037,920

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el saldo con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador se formaba de la siguiente manera:

	Por pagar (cobrar)	
	2003	2002
Costos de producción curva base	(692,818)	(714,554)
IVA por reembolso de curva base (Ver Nota 18 (a))	354,348	354,348
Servicios a terceros (Ver Nota 19 (a))	(301,273)	(301,273)
Sobrelevante de petróleo	176,478	275,432
Transporte - SOTE y Oleoducto Secundario	1,608,750	830,385
Diferencia de calidad	24,108	6,599
Sublevante de petróleo	(16,879)	-
	1,152,714	450,937
Menos- Provisión cuentas dudosas	301,273	301,273
	1,453,987	752,210

Las cuentas con Petroecuador se basan en liquidaciones provisionales acordadas por las partes, las cuales podrían estar sujetas a cambios, una vez que la Dirección Nacional de Hidrocarburos efectúe su verificación final. De acuerdo con la gerencia de la Compañía, no existirán variaciones importantes.

9. Compañías relacionadas y socios

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002 el saldo con compañías relacionadas y socios se formaba de la siguiente manera:

	Por pagar (cobrar)	
	2003	2002
Petroquímica Comodoro Rivadavia Ecuatoriana Ldc., préstamos con vencimientos anuales y que devengan tasas de interés del 11.94 y 14,34% anual en promedio para los años 2002 y 2001 respectivamente, y otras cuentas por pagar	14,430,087	13,456,807
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Argentina, préstamos sin intereses con vencimientos anuales.	4,780,441	3,259,921
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Argentina, reembolso de garantías y otros servicios prestados	141,000	-
Petroquímica Comodoro Rivadavia Ecuatoriana Ldc., préstamos otorgados sin intereses con vencimientos anuales	(3,470,737)	(2,570,774)
Petroquímica Comodoro Rivadavia Ecuatoriana Ldc., cuentas por cobrar por venta de petróleo	(184,931)	-
Petróleos Sudamericanos Inc., cuentas por cobrar por venta de petróleo	(277,396)	(643,208)
Consorcio Petrosud–Petroriva y Socios	(2,892,587)	(2,171,901)
Otras compañías relacionadas y funcionarios	95,972	(39,229)
	12,621,849	11,291,616

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, los saldos con el Consorcio Petrosud-Petroriva y con sus socios se formaban de la siguiente manera:

	Por pagar (cobrar)	
	2003	2002
Consorcio Petrosud-Petroriva, IVA por cobrar, neto de otros derechos y obligaciones fiscales a ser distribuidos al momento de su efectivización (1)	(2,584,493)	(1,872,631)
Petróleos Sudamericanos del Ecuador Petrolamerec S. A., IVA por cobrar, neto de otras obligaciones (1)	(307,427)	(299,270)
Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador, Fosforocomp S. A., otras cuentas por pagar	(667)	-
	(2,892,587)	(2,171,901)

(1) Incluyen aproximadamente 354,000 de Impuesto al Valor Agregado (IVA) en ventas por pagar y aproximadamente 3,114,000 de IVA crédito tributario con

derecho a devolución y pendientes de efectivización. (Véanse Notas 18 (a) y 18 (b)).

Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2003 y 2002 se efectuaron las siguientes transacciones con compañías relacionadas y relacionadas:

	2003	2002
Préstamos recibidos	14,416,878	11,558,338
Cobros por venta de petróleo	12,228,812	7,7411,564
Venta de petróleo	12,047,931	7,309,456
Pagos de préstamos	10,276,629	6,287,522
Préstamos otorgados	2,511,227	2,570,774
Intereses generados sobre préstamos	1,916,998	1,965,945
Pagos de intereses	1,952,182	1,953,026
Pagos de impuestos	1,131,768	678,188
Servicios recibidos	299,502	645,212
Pagos servicios recibidos	234,422	605,199
Compensación de deuda	-	600,000
Servicios prestados	217,448	784
Transferencias realizadas	163,011	
Otros	116,569	117,182

10. Convenio de operación

El 17 de agosto de 2000 Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A., Petroriva S. A. y Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S. A. suscribieron un convenio de operación que nombra como operador de los campos marginales al Consorcio Petrosud-Petroriva, una entidad jurídica independiente cuyos socios constituyen, las tres compañías mencionadas anteriormente. El convenio estipula que el nuevo operador será el encargado de llevar a cabo todas las operaciones legales, administrativas y financieras para dar cumplimiento a los contratos de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de los campos Palanda - Yuca Sur y Pindo.

11. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2003, el Consorcio Petrosud Petroriva en el que la Compañía tiene una participación del 40% mantiene una deuda con el Ebna Bank por 600,000 (240,000 correspondientes a la compañía), cuya porción corriente asciende a 200,000 (80,000 correspondientes a la compañía), con vencimiento en junio de 2006 y que devenga una tasa de interés anual de Libor más 3% pagadera trimestralmente.

12. Capital social

Al 31 de diciembre de 2002, el capital social está integrado por 10,000 acciones ordinarias y nominativas de un valor nominal de 1 cada una.

13. Aportes para futuras capitalizaciones

Al 31 de diciembre 2002, los accionistas aprobaron en junta general, la apropiación de obligaciones de la Compañía como aportes para futuras capitalizaciones por 680,000. De esta manera, los aportes para futuras capitalizaciones totalizaron 1,280,000.

14. Reserva de capital

La reserva de capital está conformada por las cuentas reserva por revalorización del patrimonio y reexpresión monetaria. El saldo de 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 los accionistas en caso de liquidación.

15. Reserva legal

La ley requiere que se transfiera a la reserva legal por lo menos el 10% de la utilidad neta anual, hasta que la reserva llegue por lo menos al 50% del capital social. Dicha reserva no puede distriburise como dividendo en efectivo, excepto en caso de liquidación de la Compañía, pero puede utilizarse para cubrir pérdidas de operaciones o para capitalizarse.

16. Contrato de Asistencia Técnica

El 22 de septiembre de 2003, el Consorcio Petrosud-Petroriva, en el que la compañía participa con el 40%, firmó con el Grupo Iberoamericano de Fomento S.A. un contrato de de servicios técnicos especializados en la industria petrolera, por el cual el Consorcio reconocerá un monto hasta 500,000 anuales. Durante el año 2003, se registraron aproximadamente 350,000.

17. Impuesto a la renta

(a) Situación fiscal-

La Compañía no ha sido fiscalizada desde su constitución (Julio de 1999). El Consorcio en el que la compañía participa con el 40% ha sido fiscalizada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos hasta el año 2002, inclusive. Las glosas pendientes han sido impugnadas (Ver Nota 19 (d)).

Hasta la fecha el Consorcio en el que la compañía participa con el 40% no ha sido fiscalizado por el Servicio de Rentas Internas (SRI).

(b) **Tasa de impuesto-**
El impuesto a la renta en Ecuador se calcula a una tasa del 25% sobre la utilidad impositiva. En caso de que la Sucursal reinvierta sus utilidades en el país la tasa de impuesto a la renta sería del 15% sobre el monto reinvertido, siempre y cuando se efectúe el correspondiente aumento de capital hasta el 31 de diciembre del año siguiente. Durante el año 2003, la compañía adoptó este recurso tributario y decidió capitalizar 100,000 de sus utilidades retenidas.

(c) **Dividendos en efectivo-**
Los dividendos en efectivo no son tributables.

(d) **Pérdidas fiscales amortizables-**
Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, la Compañía tenía pérdidas fiscales amortizables en ejercicios futuros por aproximadamente 297,480 y 296,901, respectivamente; de las cuales el Consorcio Petrosud – Petroriva tomó como propio la totalidad del saldo de las pérdidas fiscales de la Compañía en su declaración de impuesto a la renta (Ver Nota 17 (e)).

(e) **Declaración de impuesto a la renta del Consorcio-**
Siguiendo disposiciones legales vigentes, el Consorcio en el que la Compañía participa con el 40%, a partir del ejercicio fiscal 2002 se encuentra declarando y pagando el impuesto a la renta por la totalidad de sus operaciones originadas de los contratos de Campos Marginales (Ver Nota 1). Antes del año 2002, de acuerdo a la ley, la declaración y pago de impuesto a la renta se lo efectuaba solamente a nivel de cada compañía miembro y la declaración de impuesto a la renta del Consorcio era solamente para efectos informativos. El Consorcio para efecto de la determinación del impuesto a la renta del año 2003 tomó como propio 842,846 correspondientes a las pérdidas fiscales amortizables de las compañías socias, las cuales se originaron anterior al ejercicio fiscal 2002. Esta situación no ha sido normada por el Servicio de Rentas Internas. La gerencia del Consorcio ha mantenido reuniones con el Servicio de Rentas Internas y ha obtenido un pronunciamiento verbal respecto al tratamiento de estas pérdidas fiscales amortizables. Sin embargo, hasta la fecha no se ha obtenido ninguna resolución por escrito.

(f) **Conciliación del resultado contable - tributario**

Las partidas que principalmente afectaron la utilidad (pérdida) contable con la pérdida fiscal de la Compañía, para la determinación del impuesto a la renta al 31 de diciembre de 2003 y 2002, fueron las siguientes:

	2003	2002
Utilidad (Pérdida) antes de provisión para impuesto a la renta	846,355	(621,610)
Más (Menos)- Partidas de conciliación-		
Participación en la utilidad contable declarada en el Consorcio	(640,722)	613,979
Gastos no deducibles	-	3,701
Utilidad (pérdida) fiscal	205,633	(3,930)
Base imponible (tasa de impuesto - 15%)	100,000	-
Base imponible (tasa de impuesto - 25%)	105,633	-
Impuesto a la renta causado	41,408	-
(-) Retenciones en la fuente	(19,445)	-
(-) Anticipo de Impuesto a la renta	(15,938)	-
Impuesto a la renta por pagar	6,025	-

18. Impuesto al Valor Agregado

(a) **Facturación con tarifa 12% por los servicios de Curva Base**

De acuerdo con el Oficio No. 000155 del Servicio de Rentas Internas del 5 de marzo de 2001, el Consorcio Petrosud-Petroriva tenía la obligación de efectuar la facturación del Impuesto al Valor Agregado (IVA) con tarifa 12% por los servicios que el Consorcio presta a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador sobre la producción del crudo establecido en la curva base. Con fecha 26 de julio de 2002, el Servicio de Rentas Internas, decidió dejar sin efecto el Oficio No. 000155, por cuanto el reembolso de costos de curva base en los contratos de campos marginales no se relacionan con prestación de servicios.

En consecuencia el Consorcio no tiene obligación de facturar a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador por los costos de producción establecidos en la curva base en el sentido que la actividad realizada para la ejecución y cumplimiento del contrato no constituye un servicio a favor de Petroecuador sino la liquidación de costos de operación de la curva base.

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el Consorcio en el que la compañía participa con el 50%, mantenía 886,000 (354,000 corresponden a la Compañía), correspondientes a Impuesto al Valor Agregado (IVA) facturado por servicios prestados a Petroecuador desde agosto de 1999 a junio de 2002, monto que no ha sido reconocido por ésta entidad estatal.

(b) Crédito Tributario - producción incremental y curva base

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el saldo de Impuesto al Valor Agregado (Ver Nota 9) se formaba de la siguiente manera:

	2003	2002
Impuesto al Valor Agregado (1)	298,071	298,071
Impuesto al Valor Agregado (2)	2,816,666	1,801,146
	3,114,737	2,099,217

(1) Impuesto generado cuando Petróleos Sudamericanos del Ecuador Petrolamerec S. A. era operador.

(2) Impuesto generado durante la operación del Consorcio Petrosud Petroriva.

Estos valores corresponden al 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 de acuerdo con la Ley, tendría derecho a la devolución por parte del SRI. En agosto de 2001, el Consorcio, al igual que las demás compañías que producen y exportan petróleo fue notificado por el SRI de que el IVA no sería devuelto, 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 (Ver Nota 1). Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el Consorcio ha presentado reclamos de devolución de IVA por aproximadamente 7,280,000 (2,912,000 corresponden a la Compañía) y 3,985,000 (1,594,000 corresponden a la Compañía), respectivamente; los cuales ya fueron negados por el SRI se han iniciado juicios ante el Tribunal Distrital de lo Fiscal los cuales se encuentran en curso. Además al 31 de diciembre de 2003 y 2002 se encontraban pendientes de reclamación aproximadamente 507,000 (203,000 corresponden a la Compañía) y 1,263,000 (505,000 corresponden a la Compañía) respectivamente . El SRI desde la fecha de su notificación (agosto de 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto

a las compañías productoras y exportadoras de petróleo. A criterio de la gerencia y sus asesores legales, el Consorcio tiene el derecho a la devolución del IVA. A la fecha de este informe la resolución de este asunto es incierta.

En el caso de que la resolución final no sea favorable al Consorcio, al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el valor de cuentas por cobrar por concepto de IVA debería ser registrado en inversiones de producción por aproximadamente 4,263,000 (1,704,000 corresponden a la Compañía) y 2,974,000 (1,190,000 corresponden a la Compañía), respectivamente; y en costos de producción aproximadamente 3,524,000 (1,410,000 corresponden a la Compañía) y por 2,274,000 (909,000 corresponden a la Compañía), respectivamente.

19. Contingentes

Activos

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, la Compañía tiene los siguientes activos contingentes, los cuales serán registrados como ingresos en el momento que se resuelva la contingencia, en caso de que sea favorable.

(a) Ciertas facilidades de producción del Consorcio son utilizadas para el bombeo de la producción de los Bloques 14 y 17 operados por Encan Ecuador S. A. (antes Vintage Oil Ecuador S. A.), así como del crudo de la curva base de producción y la participación en la producción incremental del Estado en los campos operados por el Consorcio. Al 31 de diciembre de 2003, el valor estimado por los servicios prestados es de aproximadamente 1,398,000 (559,000 aproximadamente corresponden a la Compañía) y 1,214,000 (486,000 aproximadamente corresponden a la Compañía), de los cuales se facturaron aproximadamente 753,000 (301,000 corresponde a la Compañía) a Petroproducción por el período comprendido de Julio de 1999 a Octubre de 2001, valor que fue provisionado en su totalidad. A la fecha de este informe, el Consorcio ha realizado el reclamo formal a Petroecuador y se ha iniciado un proceso de arbitraje en el Centro de Mediación y Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito, cuyo laudo arbitral exhortó a las partes a llegar a un acuerdo sobre el costo de bombeo que debe ser reconocido por Petroecuador al Consorcio, y si Petroecuador se niega a hacerlo, el Consorcio tiene la facultad de solicitar a un juez de lo civil la ejecución del laudo arbitral.

(b) A la fecha de inicio de las operaciones del Consorcio en los campos marginales Palanda-Yuca Sur y Pindo, la producción mensual no alcanzaba la curva base negociada en el contrato con el Estado; para alcanzar la curva base de producción, el Consorcio tuvo que incurrir en una serie de inversiones y costos adicionales que el Estado no ha reembolsado, y que alcanzan aproximadamente 747,000 (299,000 corresponden a la compañía) siendo la recuperación de estos valores incierta. A la fecha de este informe, el Consorcio realizó el reclamo formal a Petroecuador e inició un proceso de arbitraje en el Centro de Mediación y Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito, cuya resolución fue favorable para el Consorcio. Sin embargo, Petroecuador aún no ha acatado la resolución del arbitraje, por lo que la recuperación de dichos valores es incierta.

(c) Según lo establecido en el Contrato firmado entre el Estado ecuatoriano y el Consorcio en el cual, la Compañía participa con el 40%, el combustible necesario para las operaciones normales del Consorcio, deberá ser provisto por el Estado a tarifas vigentes en el mercado interno. Sin embargo, la entidad estatal responsable, Petrocomercial, ha venido facturando al Consorcio a tarifas del mercado externo, existiendo una diferencia acumulada por la diferencia de precios. A la fecha de este informe, el Consorcio realizó el reclamo formal a Petroecuador y se inició un proceso de arbitraje en el Centro de Mediación y Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito, cuya resolución fue favorable para el Consorcio, y ordena pagar 862,785 a Petroecuador. Sin embargo, Petroecuador aún no ha acatado la resolución del arbitraje, por lo que la recuperación de dichos valores es incierta.

Pasivos-

(d) Como resultado del informe de Auditoría de Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos de los años 2001 y 2002 al Consorcio Petrosud – Petroriva (en el que la Compañía participa con el 40%), la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) objetó el cargo de los intereses causados por el Consorcio en el año 2002 por préstamos de compañías relacionadas del exterior por aproximadamente 4,758,000 (1,903,000 corresponden a la Compañía). El Consorcio ha impugnado dicha decisión ante el Ministerio de Energía. Adicionalmente, la Compañía ha registrado en los resultados del ejercicio 2003 por este mismo concepto 1,906,065. De acuerdo con la opinión de la gerencia del Consorcio y de los asesores legales, el Consorcio tiene argumentos legales válidos para soportar su posición. Sin

embargo, al momento la resolución final de este asunto se encuentra pendiente.