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

87594

Informe de los Auditores Independientes

A los Accionistas de **Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S. A.:**

1. Hemos auditado los balances generales de **Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S. A.** (una sociedad anónima constituida en el Ecuador y subsidiaria de Compañía General de Fósforos Sud Americana 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 año 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 10%, no provisionó los cargos por remediación y abandono de pozos por aproximadamente US$327,000 (US$33,000 corresponden a la Compañía) y US$298,000 (US$30,000 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$3,000 y US$30,000, respectivamente y el patrimonio de los accionistas al 31 de diciembre de 2003 y 2002, se encuentra subestimado en US$33,000 y US$30,000, respectivamente. Estos valores serán registrados a partir del año 2004.

4. Según se menciona en la nota 16 (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 10%, mantiene cuentas por cobrar a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador por aproximadamente US$886,000 (US$89,000 corresponden a la Compañía), correspondientes a Impuesto al Valor Agregado (IVA) facturado a Petroecuador por servicios prestados desde agosto de 1999 a 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$89,000.

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

Informe de los auditores independientes (Continuación)

importantes, la situación financiera de **Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp 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 16 (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 10%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente US$7,787,000 (US$779,000 correspondientes a la Compañía) y por US$5,248,000 (US$525,000 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$728,000 corresponden a la Compañía) y US$3,985,000 (US$399,000 corresponden a la Compañía), respectivamente; los cuales ya fueron negados por el SRI y 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$51,000 corresponden a la Compañía) y US$1,263,000 (US$126,000 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$426,000 corresponden a la Compañía) y por US$2,974,000 (US$297,000 corresponden a la Compañía), respectivamente, y en costos de producción aproximadamente US$3,524,000 (US$352,000 corresponden a la Compañía) y por US$ 2,274,000 (US$227,000 corresponden a la Compañía), respectivamente.

7. Como se explica en la Nota 17 (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 10%), 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 US$4,758,000 (US$476,000 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$476,516. De acuerdo con la opinión de la gerencia del

ERNST & YOUNG

Informe de los auditores independientes (Continuación)

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

Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp 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		97,113	23,712
Cuentas por cobrar	3	29,896	63,239
Inventarios	4	196,112	292,870
Gastos pagados por anticipado		42,183	33,258
Total del activo corriente		365,304	413,079
Mobiliario, equipo y vehículos, netos	5	30,721	45,882
Inversiones de producción, netas	6	3,311,468	2,720,825
Otros activos		4,410	4,410
Total activo		3,711,903	3,184,196
Pasivo y patrimonio neto			
Pasivo corriente			
Porción corriente deuda a largo plazo		20,000	-
Cuentas por pagar	7	480,327	443,990
Compañías relacionadas y socios	8	3,006,261	2,717,131
Pasivos acumulados		-	671
Total pasivo corriente		3,506,588	3,161,792
Deuda a largo plazo, menos porción corriente	10	40,000	-
Patrimonio de los accionistas			
Capital social	11	10,000	10,000
Aportes para futuras capitalizaciones	12	470,000	470,000
Reserva de capital	13	18,242	18,242
Pérdidas acumuladas		(332,927)	(475,838)
Total patrimonio de los accionistas		165,315	22,404
Total pasivo y patrimonio de los accionistas		3,711,903	3,184,196

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

Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S. A.

Estados de resultados

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

Expresados en Dólares de E.U.A.

		2003	2002
Ingresos operacionales			
Ingresos por producción de petróleo	2 (l)	2,825,239	1,601,229
Ingresos por tarifa por reembolso de costos – curva base	2 (m)	205,891	185,462
Otros ingresos operacionales	17 (a)	-	75,318
Total ingresos operacionales		3,031,130	1,862,009
Costos operacionales			
Costos de producción		(1,278,779)	(924,640)
Amortización, agotamiento y depreciación		(736,759)	(417,555)
Gastos administrativos		(212,973)	(133,714)
Total costos operacionales		(2,228,511)	(1,475,909)
Utilidad en operación		802,619	386,100
Otros egresos			
Gastos financieros		(515,936)	(524,403)
Otros, neto		(143,772)	(72,651)
		(659,708)	(597,054)
Utilidad (Pérdida) neta	15 (f)	142,911	(210,954)
Utilidad (Pérdida) neta por acción		14.29	(21.10)

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

Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S. A.

Estados de patrimonio de los accionistas

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

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Capital social	Aportes para futuras capitaliza-ciones	Reserva de capital	(Pérdidas acumu-ladas) Utilidades retenidas	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2001	10,000	250,000	18,242	(264,884)	13,358
Más (Menos)-					
Aportes para futuras capitalizaciones	-	220,000	-	-	220,000
Pérdida neta	-	-	-	(210,954)	(210,954)
Saldo al 31 de diciembre de 2002	10,000	470,000	18,242	(475,838)	22,404
Más-					
Utilidad neta	-	-	-	142,911	142,911
Saldo al 31 de diciembre de 2003	10,000	470,000	18,242	(332,927)	165,315

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

Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp 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	142,911	(210,954)
Ajustes para conciliar la utilidad (pérdida) neta con el efectivo neto generado por actividades de operación		
Amortización, agotamiento y depreciación	675,358	417,555
Cambios netos en activos y pasivos-		
Disminución (Aumento) en cuentas por cobrar	33,343	(45,812)
Disminución (Aumento) en inventarios	96,758	(38,252)
Aumento en gastos pagados por anticipado	(8,925)	(58,934)
Aumento en cuentas por pagar	36,337	100,516
Aumento en pasivos acumulados	(671)	(24,072)
Efectivo neto generado por actividades de operación	975,111	140,047
Flujos de efectivo de actividades de inversión:		
Adiciones a mobiliario, equipo y vehículos	(2,625)	(4,332)
Aumento en inversiones de producción	(1,248,215)	(602,135)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(1,250,840)	(606,467)
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:		
Aumento en compañías relacionadas	289,130	199,641
Aumento en deuda a largo plazo	60,000	-
Aportes para futuras capitalizaciones	-	220,000
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	349,130	419,641
Aumento (Disminución) neto en efectivo en bancos	73,401	(46,779)
Efectivo en bancos		
Saldo al inicio del año	23,712	70,491
Saldo al final del año	97,113	23,712

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

Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp 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 10% 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 (1,473,614 y 578,777 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 (1,270,548 y 1,100,914 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 2002 y hasta 679 barriles diarios (Curva Base) para el año 2001	3,18
Pindo	
Hasta 1,114 barriles diarios (Curva Base) para el año 2002 y hasta 1,252 barriles diarios (Curva Base) para el año 2001	2,31

La dirección registrada de la Compañía es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz, Quito, República del Ecuador. La Compañía no tiene empleados. El Consorcio en el que la compañía participa con el 10% 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) **Cuentas por cobrar-**
Se encuentran valuadas al costo y no superan el valor recuperable.

(c) **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.

(d) **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 5). El valor del mobiliario, equipo y vehículos, considerados en su conjunto no supera su valor recuperable.

(e) **Inversiones de producción -**
Se encuentran valoradas a su costo de adquisición y se deprecian, 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 6)

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

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

(h) **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.

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

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

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

(l) **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.

(m) **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.

(n) **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.

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

(p) **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. Cuentas por cobrar

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

	2003	2002
Anticipo a proveedores	12,936	46,665
Otras cuentas por cobrar	16,960	16,574
	29,896	63,239

4. Inventarios

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

	2003	2002
Materiales y repuestos	122,997	206,651
Inventario en tránsito	73,115	86,219
	196,112	292,870

5. 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	35,781	34,650	33% y 20%
Vehículos	21,224	20,688	20%
Muebles y equipos de oficina	10,281	10,281	10%
Equipo de campo	5,004	5,004	10%
Equipo de comunicación	4,561	4,436	20%
	76,851	75,059	
Menos - Depreciación acumulada	(46,130)	(29,177)	
	30,721	45,882	

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

Saldo al 31 de diciembre de 2001	59,057
Más (Menos)-	
Adiciones	4,332
Depreciación del año	(17,507)
Saldo al 31 de diciembre de 2002	45,882
Más (Menos)-	
Adiciones	2,625
Depreciación del año	(17,786)
Saldo al 31 de diciembre de 2003	30,721

6. Inversiones de producción

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

	2003	2002
Perforación	3,025,457	2,040,373
Infraestructura	882,555	622,955
Geología y geofísica	268,949	263,926
Reacondicionamientos	113,836	113,836
Otras	70,734	72,226
	4,361,531	3,113,316
Menos – Amortización acumulada	(1,050,063)	(392,491)
	3,311,468	2,720,825

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

Saldo al 31 de diciembre de 2001	2,468,554
Más (Menos)-	
Adiciones	602,135
Amortización del año	(349,864)
Saldo al 31 de diciembre de 2002	2,720,825
Más (Menos)-	
Adiciones	1,248,215
Amortización del año	(657,572)
Saldo al 31 de diciembre de 2003	3,311,468

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	15,7163

7. Cuentas por pagar

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

	2003	2002
Proveedores	111,740	252,625
Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, neto	363,497	188,053
Otras cuentas por pagar	5,090	3,312
	480,327	443,990

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	(173,204)	(178,637)
IVA por reembolso de curva base (Ver Nota 16 (a))	88,586	88,586
Servicios a terceros (Ver Nota 17 (a))	(75,318)	(75,318)
Sobrelevante de petróleo	44,119	68,858
Transporte por SOTE y Oleoducto Secundario	402,189	207,596
Diferencia de calidad	6,027	1,650
Sublevante de petróleo	(4,220)	-
	288,179	112,735
Menos- Provisión cuentas dudosas	75,318	75,318
	363,497	188,053

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.

8. 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
Van Viuren S. A. de Uruguay, préstamos con vencimientos anuales y que devengan tasas de interés del 11.96% y 14.4% anual en promedio para los años 2002 y 2001, y otras cuentas por pagar	3,599,226	3,401,050
Petroquímica Comodoro Rivadavia Ecuatoriana LDC., préstamos con vencimientos anuales y que devengan tasas de interés del 11.94% anual en promedio	58,829	-
Petroquímica Comodoro Rivadavia Ecuatoriana LDC., cuentas por cobrar por venta de petróleo	(46,233)	-
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. De Argentina, reembolso de garantías y otros servicios prestados	35,250	-
Petróleos Sudamericanos Inc., cuentas por cobrar por venta de petróleo	(69,349)	(160,802)
Consorcio Petrosud – Petroriva y Socios	(595,456)	(513,310)
Otras compañías relacionadas	23,994	(9,807)
	3,006,261	2,717,131

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
Petroriva S. A., otras cuentas por cobrar	22,249	6,989
Consorcio Petrosud Petroriva, IVA por cobrar, neto de otros derechos fiscales a ser distribuidos al momento de su efectivización. (1)	(540,847)	(445,481)
Petróleos Sudamericanos del Ecuador Petrolamerec S. A., IVA por cobrar a ser distribuido al momento de su efectivización y otras cuentas por cobrar.	(76,858)	(74,818)
	(595,456)	(513,310)

(1) Incluyen aproximadamente 89,000 de Impuesto al Valor Agregado (IVA) en ventas por pagar y aproximadamente 779,000 de IVA crédito tributario con derecho a devolución y pendientes de efectivización. (Ver Notas 16 (a) y 16 (b)).

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

	2003	2002
Préstamos recibidos	2,847,944	1,896,840
Cobros de venta de petróleo	3,057,203	1,852,891
Venta de petróleo	3,011,983	1,827,364
Pagos de préstamos	2,598,424	1,377,041
Pagos de intereses	476,285	504,075
Intereses generados sobre préstamos	468,800	499,693
Compensación de deuda	-	220,000
Servicios recibidos	65,072	161,603
Pagos servicios recibidos	50,468	151,300
Pagos de impuestos	96,866	146,870
Servicios prestados	109,985	7,185
Transferencias realizadas	40,753	-
Otros	29,142	28,685

9. 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.

10. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2003, el Consorcio Petrosud Petroriva en el que la Compañía tiene una participación del 10% mantiene un crédito con el Ebna Bank por 600,000 (60,000 correspondientes a la compañía), cuya porción corriente asciende a 200,000 (20,000 correspondientes a la compañía), con vencimiento en junio de 2006 y que devenga una tasa de interés anual de Libor más 3% pagadera trimestralmente.

11. 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.

12. 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 220,000. De esta manera, los aportes para futuras capitalizaciones totalizaron 470,000.

13. Reserva de capital

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.

14. Contrato de Asistencia Técnica

El 22 de septiembre de 2003, el Consorcio Petrosud-Petroriva, en el que la compañía participa con el 10%, 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 por este concepto.

15. 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 50% ha sido fiscalizada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos hasta el año 2002, inclusive. Las glosas pendientes han sido impugnadas (Ver Nota 17 (d)).

Hasta la fecha el Consorcio en el que la compañía participa con el 10% 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.

La Compañía, de acuerdo con la Ley de Régimen Tributario Interno ecuatoriano, obtuvo pérdidas fiscales, por lo que no debe pagar impuesto a la renta.

(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 167,133 y 111,429, respectivamente; de las cuales el Consorcio Petrosud – Petroriva tomó como propios aproximadamente 92,000 en su declaración de impuesto a la renta del ejercicio 2003 (Ver Nota 15 (e)).

(e) **Declaración de impuesto a la renta del Consorcio-**
Siguiendo disposiciones legales vigentes, el Consorcio en el que la Compañía participa con el 10%, 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 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 antes de provisión para impuesto a la renta	142,911	(210,954)
Más (Menos)- Partidas de conciliación-		
Participación en la utilidad contable declarada en el Consorcio	(160,181)	153,495
Gastos no deducibles	-	915
Base imponible	(17,270)	(56,544)
Tasa de impuesto	-	-
Impuesto a la renta causado	-	-

16. 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 (89,000 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 8) se formaba de la siguiente manera:

	2003	2002
Impuesto al Valor Agregado (1)	74,517	74,517
Impuesto al Valor Agregado (2)	704,167	450,287
	778,684	524,804

(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 (728,000 corresponden a la Compañía) y 3,985,000 (399,000 corresponden a la Compañía), respectivamente; los cuales ya fueron negados por el SRI y 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 (51,000 corresponden a la Compañía) y 1,263,000 (126,000 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 (426,000 corresponden a la Compañía) y en costos de producción aproximadamente 2,974,000 (297,000 corresponden a la Compañía) respectivamente.

17. Contingencias

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 estos se resuelva la contingencia, en caso de que sea favorable.

(a) Ciertas facilidades de producción del Consorcio (anteriormente operadas por Petroproducción), son utilizadas para el bombeo de la producción de los Bloques 14 y 17 operados por 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 (140,000 aproximadamente corresponden a la Compañía) y 1,214,000 (121,000 aproximadamente corresponden a la Compañía), de los cuales han sido facturados aproximadamente 753,000 (75,000 corresponden a la Compañía, incluidos como otros ingresos operacionales en el estado de resultados) a Petroproducción por el

período comprendido de Julio de 1999 a Octubre de 2001, valor que ha sido provisionado por la Compañía 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 (75,000 corresponden a la compañía) siendo la recuperación de estos valores incierta. 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, 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 10%, 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 tarifas. 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, cuya resolución fue favorable para el Consorcio y que 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 10%), 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 (476,000 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 476,516. 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.