

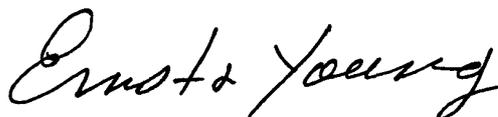
Informe de los Auditores Independientes

A los Accionistas de **Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A.:**

1. Hemos auditado los balances generales de **Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A.** (una sociedad anónima constituida en el Ecuador y subsidiaria de **Petróleos Sudamericanos Inc. de Bahamas**) al 31 de diciembre de 2004 y 2003, 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 realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en 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 del Consorcio, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías proveen una base razonable para nuestra opinión.
3. En nuestra opinión, los estados financieros arriba mencionados, presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de **Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A.** al 31 de diciembre de 2004 y 2003, 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 Ecuador.
4. Como se explica en la Nota 18 (II) a los estados financieros adjuntos, como resultado del informe de Auditoría de Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos de los años 2001 y 2002 practicado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) al Consorcio Petrosud – Petroiriva, la DNH objetó el cargo de los intereses pagados por el Consorcio a compañías relacionadas del exterior del año 2002 por aproximadamente US\$4,758,000 (US\$2,379,000 corresponden a la Compañía). El Consorcio ha impugnado ante el Ministerio de Energía. 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, además consideran que dado que no ha existido contestación a la impugnación presentada, en el tiempo establecido por la ley, dicha impugnación estaría aceptada en forma tácita por silencio administrativo. Sin embargo, al momento la resolución final de este asunto se encuentra pendiente. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el Consorcio ha registrado por este mismo concepto US\$3,729,000 y US\$4,765,163 respectivamente. En caso de que la

Informe de los auditores independientes (Continuación)

resolución final no sea favorable al Consorcio, el Impuesto a la Renta y la Participación a Trabajadores de la Compañía estarían subestimados en aproximadamente US\$676,000 US\$863,500 y US\$862,500 para los años 2004, 2003 y 2002 respectivamente.



RNAE No. 462



Milton A. Vásquez R.
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
23 de marzo de 2005,
excepto por el asunto mencionado
en la Nota 18 I (d) (IV) que es de fecha
13 de abril de 2005.

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A.

Balances generales

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresados en Dólares de E.U.A.

| | Nota | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|---|------|--------------------|--------------------|
| Activo | | | |
| Activo corriente | | | |
| Efectivo en bancos | | 736,132 | 451,128 |
| Cuentas por cobrar | 3 | 182,758 | 894,655 |
| Inventarios | 4 | 744,606 | 980,564 |
| Gastos pagados por anticipado | | 214,286 | 210,035 |
| Total del activo corriente | | <u>1,877,782</u> | <u>2,536,382</u> |
| Mobiliario, equipo y vehículos, netos | 5 | 101,365 | 153,609 |
| Inversiones de producción, netas | 6 | 13,755,727 | 16,557,344 |
| Otros activos | | <u>22,050</u> | <u>22,050</u> |
| Total activo | | <u>15,756,924</u> | <u>19,269,385</u> |
| Pasivo y patrimonio neto | | | |
| Pasivo corriente | | | |
| Porción corriente deuda a largo plazo | 10 | 100,000 | 100,000 |
| Cuentas por pagar | 7 | 171,867 | 2,389,001 |
| Compañías relacionadas y socios | 8 | 14,759,868 | 15,800,546 |
| Pasivos acumulados | | 628 | - |
| Total pasivo corriente | | <u>15,032,363</u> | <u>18,289,547</u> |
| Deuda a largo plazo, menos porción corriente | 10 | 100,000 | 200,000 |
| Patrimonio de los accionistas | | | |
| Capital social | 12 | 10,000 | 10,000 |
| Aportes para futuras capitalizaciones | 13 | 1,640,000 | 2,340,000 |
| Reserva de capital | 14 | 85,375 | 85,375 |
| Reserva legal | 15 | 72,868 | - |
| Pérdidas acumuladas | | <u>(1,183,682)</u> | <u>(1,655,537)</u> |
| Total patrimonio de los accionistas | | <u>624,561</u> | <u>779,838</u> |
| Total pasivo y patrimonio de los accionistas | | <u>15,756,924</u> | <u>19,269,385</u> |

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

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A.

Estados de resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresados en Dólares de E.U.A.

| | Nota | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|--|--------|--------------------|--------------------|
| Ingresos operacionales | | | |
| Ingresos por producción de petróleo, neto de participación del estado | 2 (l) | 15,617,886 | 14,126,193 |
| Ingresos por tarifa por reembolso de costos - curva base | 2 (m) | <u>1,036,010</u> | <u>1,029,457</u> |
| Total ingresos operacionales | | 16,653,896 | 15,155,650 |
| Costos operacionales | | | |
| Costos de producción | | (6,002,489) | (6,393,896) |
| Amortización, agotamiento y depreciación | | (3,990,143) | (3,683,793) |
| Gastos administrativos | | <u>(906,967)</u> | <u>(1,059,379)</u> |
| Total costos operacionales | | (10,899,599) | (11,137,068) |
| Utilidad en operación | | 5,754,297 | 4,018,582 |
| Otros egresos | | | |
| Gastos financieros | | (1,937,980) | (2,580,565) |
| Otros (egresos) ingresos, neto | 11 | <u>(2,085,133)</u> | <u>12,353</u> |
| Utilidad (Pérdida) neta antes de provisión para participación a trabajadores e impuesto a la renta | | <u>1,731,184</u> | <u>1,450,370</u> |
| Provisión para participación a trabajadores | 2 (o) | <u>(490,949)</u> | <u>(298,632)</u> |
| Utilidad (Pérdida) neta antes de provisión para impuesto a la renta | | 1,240,235 | 1,151,738 |
| Provisión para impuesto a la renta | 16 (f) | <u>(695,512)</u> | <u>(423,062)</u> |
| Utilidad neta | | <u>544,723</u> | <u>728,676</u> |
| Utilidad neta por acción | | <u>54.47</u> | <u>72.86</u> |

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

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A.

Estados de patrimonio de los accionistas

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresados en Dólares de E.U.A.

| | <u>Capital social</u> | <u>Aportes para futuras capitalizaciones</u> | <u>Reserva de capital</u> | <u>Pérdidas acumuladas</u> | <u>Reserva Legal</u> | <u>Total</u> |
|---|-----------------------|--|---------------------------|----------------------------|----------------------|----------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2002 | 10,000 | 2,340,000 | 85,375 | (2,384,213) | - | 51,162 |
| Más - | | | | | | |
| Utilidad neta | - | - | - | 728,676 | - | 728,676 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2003 | 10,000 | 2,340,000 | 85,375 | (1,655,537) | - | 779,838 |
| Más (Menos)- | | | | | | |
| Retiro de aportes para futuras capitalizaciones (Nota 13) | - | (700,000) | - | - | - | (700,000) |
| Traspaso a reserva legal (Nota 15) | - | - | - | (72,868) | 72,868 | - |
| Utilidad neta | - | - | - | 544,723 | - | 544,723 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2004 | <u>10,000</u> | <u>1,640,000</u> | <u>85,375</u> | <u>(1,183,682)</u> | <u>72,868</u> | <u>624,561</u> |

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

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A.

Estados de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresados en Dólares de E.U.A.

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|---|--------------------|--------------------|
| Flujos de efectivo de actividades de operación: | | |
| Utilidad neta | 544,723 | 728,676 |
| Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto generado por actividades de operación | | |
| Amortización, agotamiento y depreciación | 3,608,470 | 3,376,789 |
| Cambios netos en activos y pasivos- | | |
| Disminución en cuentas por cobrar | 711,897 | 166,716 |
| Disminución en inventarios | 235,958 | 483,789 |
| Aumento en gastos pagados por anticipado | (4,251) | (44,672) |
| (Disminución) Aumento en cuentas por pagar | (2,217,134) | 169,993 |
| Aumento (Disminución) en pasivos acumulados | 628 | (3,385) |
| Efectivo neto generado por actividades de operación | <u>2,880,291</u> | <u>4,877,906</u> |
| Flujos de efectivo de actividades de inversión: | | |
| Adiciones a mobiliario, equipo y vehículos | (10,999) | (13,126) |
| Aumento en inversiones de producción | (743,610) | (6,241,093) |
| Efectivo neto utilizado en actividades de inversión | <u>(754,609)</u> | <u>(6,254,219)</u> |
| Flujos de efectivo de actividades de financiamiento: | | |
| (Disminución) Aumento en compañías relacionadas y socios | (1,040,678) | 1,458,668 |
| (Disminución) Aumento en deuda a largo plazo | (100,000) | 300,000 |
| Retiros de aportes para futuras capitalizaciones | (700,000) | - |
| Efectivo neto (utilizado en) generado por actividades de financiamiento | <u>(1,840,678)</u> | <u>1,758,668</u> |
| Aumento neto en efectivo en bancos | <u>285,004</u> | <u>382,355</u> |
| Efectivo en bancos | | |
| Saldo al inicio del año | <u>451,128</u> | <u>68,773</u> |
| Saldo al final del año | <u>736,132</u> | <u>451,128</u> |

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

Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S. A.

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. Operaciones

La Compañía forma parte del Consorcio Petrosud Petroriva, una sociedad de hecho constituida en el Ecuador donde mantiene una participación del 50% y que además está conformado por las compañías Petroriva S. A., y Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S. A., que mantienen una participación del 40% y 10% respectivamente.

El 1 de julio de 1999, el Consorcio en el que la Compañía mantiene una participación del 50% 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; si es que se tiene una suspensión de actividades por Fuerza Mayor o Caso Fortuito debidamente aprobadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), el tiempo que dure la suspensión de actividades no se computará al plazo del Contrato. 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.

Los principales aspectos de los contratos antes mencionados son los siguientes:

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,

Notas a los estados financieros (continuación)

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 2004

| Producción | Participación |
|--|---------------|
| Hasta 531 barriles diarios (Curva Base) | 0% |
| Desde 532 hasta 1,032 barriles diarios | 57% |
| Desde 1,033 hasta 1,593 barriles diarios (300% Curva Base) | 55% |
| Mayor a 1,593 barriles diarios (300% Curva Base) | 55% |

Año 2003

| Producción | Participación |
|--|---------------|
| 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 1,801 barriles diarios (300% Curva Base) | 55% |

Las participaciones promedio del Consorcio en la producción incremental por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004 y 2003 para este campo, fueron del 55%, y la participación del Estado 45%. Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004 y 2003, el Consorcio pagó regalías por 15,906,716 y 14,736,140 respectivamente (7,953,358 y 7,368,070 respectivamente corresponden a la Compañía).

Pindo

Año 2004

| Producción | Participación |
|--|---------------|
| Hasta 991 barriles diarios (Curva Base) | 0% |
| Desde 992 hasta 1,492 barriles diarios | 49% |
| Desde 1,493 hasta 2,973 barriles diarios (300% Curva Base) | 43% |
| Mayor a 2,973 barriles diarios (300% Curva Base) | 43% |

Notas a los estados financieros (continuación)

Año 2003

| Producción | Participación |
|--|---------------|
| 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 3,342 barriles diarios (300% Curva Base) | <u>43%</u> |

Las participaciones promedio del Consorcio en la producción incremental por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004 y 2003 para este campo, fueron del 44%, y la participación del Estado 56%. Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004 y 2003, el Consorcio pagó regalías por 14,629,925 y 12,705,480 respectivamente (7,314,963 y 6,352,740 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 531 barriles diarios (Curva Base) para el año 2004 y hasta 600 barriles diarios (Curva Base) para el año 2003 | 3,18 |
| Pindo | |
| Hasta 991 barriles diarios (Curva Base) para el año 2004 y hasta 1,114 barriles diarios (Curva Base) para el año 2003 | <u>2,31</u> |

La dirección registrada de la Compañía es Av. Amazonas 3655 y Juan Pablo Sanz Edificio Antisana 1, Quito, República del Ecuador. La Compañía no cuenta con empleados. El Consorcio en el que la compañía participa con el 50% 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

Notas a los estados financieros (continuación)

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 fueran los adecuados en las circunstancias. En aquellas situaciones específicas que no estén consideradas por las NEC, se recomienda que las Normas Internacionales de Reporte Financiero (NIRF) provean los lineamientos a seguirse como principios de contabilidad en el Ecuador.

Los estados financieros adjuntos serán presentados a la aprobación de la Junta General de Accionistas. En opinión de la gerencia, estos estados financieros serán aprobados sin modificación.

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 (NIRF).

Las principales políticas de contabilidad son las 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-**
Los inventarios 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.

Notas a los estados financieros (continuación)

(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 el Consorcio y certificadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH). (Ver nota 6)

(f) Otros activos-

Se encuentran a su valor nominal.

(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 encuentran valuadas al costo aproximado y no superan la estimación confiable del monto de la obligación.

(i) Deuda a largo plazo-

Se encuentra valuada a su valor nominal. Los resultados financieros devengados a la fecha de cierre del ejercicio, están incluidos en los gastos financieros del estado resultados adjunto.

El valor registrado de la deuda a largo plazo, se aproxima a su valor de mercado basado en las tasas de interés determinadas por el Banco Central del Ecuador.

(j) Compañías relacionadas y accionistas-

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 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

Notas a los estados financieros (continuación)

petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en campos marginales.

(n) Costos y gastos-

Los costos y gastos se registran al costo histórico. Los costos y gastos 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) Participación a trabajadores-

La participación a trabajadores para los empleados que mantienen relación de dependencia con el Consorcio (en el cual la Compañía participa con el 50%) se carga a los resultados del año y se calcula aplicando el 15% sobre la utilidad impositiva de acuerdo con la Ley.

(p) Impuesto a la renta-

El impuesto a la renta se carga a los resultados del año por el método del impuesto a pagar y se calcula sobre el 25% de la utilidad impositiva.

(q) Utilidad neta por acción-

La utilidad 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.

(s) Cambios en la presentación de los estados financieros-

Se han efectuado ciertas modificaciones en la presentación de los estados financieros, adecuándose a las mismas los saldos al 31 de diciembre de 2003, que se presentan con propósitos comparativos.

3. Cuentas por cobrar

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las cuentas por cobrar se formaban de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|--|----------------|----------------|
| Impuesto al Valor Agregado (IVA) (Ver Nota 17) | - | 745,176 |
| Anticipo a proveedores | 42,865 | 64,680 |
| Otras cuentas por cobrar | 139,893 | 84,799 |
| | <u>182,758</u> | <u>894,655</u> |

4. Inventarios

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los inventarios se formaban de la siguiente manera:

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|------------------------|----------------|----------------|
| Materiales y repuestos | 738,965 | 614,987 |
| Inventario en tránsito | 5,641 | 365,577 |
| | <u>744,606</u> | <u>980,564</u> |

5. Mobiliario, equipo y vehículos

El saldo de mobiliario, equipo y vehículos Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, estaba formado de la siguiente manera:

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> | Tasa anual de deprecia- ción |
|--------------------------------|------------------|------------------|---------------------------------------|
| Equipos de computación | 180,112 | 178,907 | 33% y 20% |
| Vehículos | 112,782 | 106,120 | 20% |
| Muebles y equipos de oficina | 54,538 | 51,407 | 10% |
| Equipo de campo | 25,021 | 25,021 | 10% |
| Equipo de comunicación | 22,803 | 22,803 | 20% |
| | <u>395,256</u> | <u>384,258</u> | |
| Menos - Depreciación acumulada | <u>(293,891)</u> | <u>(230,849)</u> | |
| | <u>101,365</u> | <u>153,609</u> | |

Los movimientos de mobiliario, equipo y vehículos durante los años 2004 y 2003 fueron como sigue:

| | |
|---|-----------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2002 | 229,414 |
| Más (Menos)- | |
| Adiciones, netas | 13,126 |
| Depreciación del año | <u>(88,931)</u> |
| Saldo al 31 de diciembre de 2003 | 153,609 |
| Más (Menos)- | |
| Adiciones, netas | 10,999 |
| Depreciación del año | <u>(63,243)</u> |
| Saldo al 31 de diciembre de 2004 | <u>101,365</u> |

6. Inversiones de producción

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las inversiones de producción se formaban de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|--------------------------------|--------------------|--------------------|
| Perforación | 15,137,463 | 15,127,289 |
| Infraestructura | 5,086,559 | 4,412,776 |
| Geología y geofísica | 1,344,746 | 1,344,746 |
| Reacondicionamientos | 569,178 | 569,178 |
| Otras | 413,323 | 353,870 |
| | <u>22,551,269</u> | <u>21,807,859</u> |
| Menos - Amortización acumulada | <u>(8,795,542)</u> | <u>(5,250,315)</u> |
| | <u>13,755,727</u> | <u>16,557,344</u> |

Los movimientos de las inversiones de producción durante los años 2004 y 2003 fueron como sigue:

| | |
|---|--------------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2002 | 13,804,109 |
| Más (Menos)- | |
| Adiciones | 6,241,093 |
| Amortización del año | <u>(3,287,858)</u> |
| Saldo al 31 de diciembre de 2003 | 16,557,344 |
| Más (Menos)- | |
| Adiciones | 743,610 |
| Amortización del año | <u>(3,545,227)</u> |
| Saldo al 31 de diciembre de 2004 | <u>13,755,727</u> |

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

Al 1 de enero de 2004 y 2003, 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 | |
| | <u>2004</u> | <u>2003</u> | <u>2004</u> | <u>2003</u> | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
| Reservas Probadas | 5,097 | 6,588 | 4,952 | 6,170 | 10,897 | 13,605 |

(*) Estas reservas no han sido corroboradas por un estudio de una firma especializada independiente.

Notas a los estados financieros (continuación)

7. Cuentas por pagar

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las cuentas por pagar se formaban de la siguiente manera:

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|--|----------------|------------------|
| Proveedores | 316,447 | 546,064 |
| Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, neto | (167,945) | 1,817,484 |
| Otras cuentas por pagar | 23,365 | 25,453 |
| | <u>171,867</u> | <u>2,389,001</u> |

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el saldo con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador se formaba de la siguiente manera:

| | <u>Por pagar (cobrar)</u> | |
|---|---------------------------|------------------|
| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
| Transporte por SOTE y Oleoducto Secundario | 2,528,062 | 2,010,937 |
| Costos de producción curva base | 60,546 | (423,088) |
| Servicios a terceros (Ver Nota 18 (a)) | (376,591) | (376,591) |
| Sobrelevante de petróleo | 150,001 | 220,598 |
| Diferencia de calidad | 11,742 | 30,136 |
| Sublevante de petróleo | (114,779) | (21,099) |
| Cuenta por cobrar petroproducción (Ver Nota 17) | (2,803,517) | - |
| | <u>(544,536)</u> | <u>1,440,893</u> |
| Menos- Provisión cuentas dudosas | 376,591 | 376,591 |
| | <u>(167,945)</u> | <u>1,817,484</u> |

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 2004 y 2003 el saldo con compañías relacionadas y socios se formaba de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

| | Por pagar (cobrar) | |
|--|--------------------|-------------------|
| | 2004 | 2003 |
| Consortio Petrosud Petroriva, préstamos con vencimientos anuales y que devengan tasas de interés del 10.43% y 14,34% anual en promedio para los años 2004 y 2003 respectivamente | 15,665,434 | 18,033,023 |
| Petróleos Sudamericanos Inc., cuentas por cobrar por venta de petróleo | (1,310,878) | (346,746) |
| Petroquímica Comodoro Rivadavia Ecuatoriana LDC., préstamos con vencimientos anuales y que devengan tasas de interés del 11.94% anual en promedio | - | 259,997 |
| Petroquímica Comodoro Rivadavia Ecuatoriana LDC., cuentas por cobrar por venta de petróleo | (873,919) | (231,163) |
| Petroquímica Comodoro Rivadavia S. A. de Argentina, reembolso de garantías y otros servicios prestados | 272,005 | 176,250 |
| Consortio Petrosud – Petroriva y Socios | 1,044,657 | (2,210,778) |
| Otras compañías relacionadas y funcionarios | (37,431) | 119,983 |
| | <u>14,759,868</u> | <u>15,800,546</u> |

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los saldos con el Consorcio Petrosud-Petroriva y con sus socios se formaban de la siguiente manera:

| | Por pagar (cobrar) | |
|--|--------------------|--------------------|
| | 2004 | 2003 |
| Consortio Petrosud-Petroriva, Obligaciones con el fisco para el año 2003 e IVA por cobrar neto de obligaciones con el fisco para el año 2004. | 1,054,310 | (2,693,776) |
| Petroriva, IVA por pagar a ser distribuido el momento de su efectivización y otros servicios prestados | - | 409,314 |
| Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S. A., IVA por pagar a ser distribuido el momento de su efectivización y otros servicios prestados | 9,653 | 73,684 |
| | <u>1,063,963</u> | <u>(2,210,778)</u> |

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003 se efectuaron las siguientes transacciones con compañías relacionadas:

Notas a los estados financieros (continuación)

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|-------------------------------------|----------------|----------------|
| Préstamos recibidos | 9,878,774 | 14,225,641 |
| Pagos de capital efectuados | 12,198,983 | 12,951,382 |
| Intereses generados sobre préstamos | 1,853,187 | 2,382,288 |
| Pagos de intereses efectuados | 1,905,198 | 2,376,823 |
| Venta de petróleo | 16,511,926 | 15,059,915 |
| Cobros de venta de petróleo | 14,905,038 | 15,286,016 |
| Pagos de impuestos | 730,694 | 1,199,762 |
| Servicios recibidos | 3,045,683 | 344,603 |
| Pagos servicios recibidos | 933 | 293,028 |
| Servicios prestados | 43,742 | 540,538 |
| Transferencias realizadas | - | 203,764 |
| Otros | <u>468,226</u> | <u>145,711</u> |

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 2004 y 2003 la deuda a largo plazo se formaba de la siguiente manera:

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|---|------------------|------------------|
| Participación en la deuda del Consorcio (1) | 200,000 | 300,000 |
| Menos- | | |
| Porción corriente de deuda a largo plazo | <u>(100,000)</u> | <u>(100,000)</u> |
| | <u>100,000</u> | <u>200,000</u> |

(1) Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 el Consorcio Petrosud Petroriva en el que la Compañía tiene una participación del 50% mantiene un crédito con el Ebna Bank por 200,000 y 600,000 respectivamente (100,000 y 300,000 respectivamente correspondientes a la Sociedad), con vencimiento en junio

Notas a los estados financieros (continuación)

de 2006 y que devenga una tasa de interés anual de Libor más 3% pagadera trimestralmente.

11. Otros (egresos) ingresos, neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la cuenta de otros ingresos se formaba de la siguiente manera:

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|--------------------------------------|--------------------|---------------|
| Impuesto al Valor Agregado (Nota 16) | (2,088,186) | - |
| Otros | <u>3,053</u> | <u>12,353</u> |
| | <u>(2,085,133)</u> | <u>12,353</u> |

12. Capital social

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, 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 2004, los aportes para futuras capitalizaciones disminuyeron en 700,000 de acuerdo con el acta de Junta General de accionistas del 2 de enero de 2004 donde se decide la liberalización de estos recursos. De esta manera, los aportes para futuras capitalizaciones al 31 de diciembre de 2004 y 2003 totalizaban 1,640,000 y 2,340,000 respectivamente.

14. 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.

15. Reserva legal

La Ley requiere que se transfiera a 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 distribuirse como dividendos en efectivo, excepto en caso de liquidación de la Compañía, pero puede utilizarse para cubrir pérdidas de operaciones o para capitalizarse.

Notas a los estados financieros (continuación)

16. 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 fiscalizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos hasta el año 2002, inclusive. Las glosas de fiscalización pendientes, han sido impugnadas y de acuerdo a los asesores legales estas han sido aceptadas acogiéndose a la provisión del silencio administrativo. La resolución de este asunto se encuentra pendiente.

A la fecha el Consorcio en el cual la Compañía participa con el 50% ha sido notificado por el Servicio de Rentas Internas, para efectuar su auditoría, hasta el año 2001 inclusive.

(b) Tasa de impuesto-

El impuesto a la renta en Ecuador se calcula a una tasa del 25% sobre la utilidad impositiva.

(c) Dividendos en efectivo-

Los dividendos en efectivo no son tributables.

(d) Pérdidas fiscales amortizables-

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Compañía tenía pérdidas fiscales amortizables en ejercicios futuros por aproximadamente 347,045 y 800,990, respectivamente; de los cuales el Consorcio Petrosud – Petroriva tomó como propios en su declaración de impuesto a la renta del ejercicio 2004 y 2003, por aproximadamente 327,000 y 454,000 respectivamente (Ver Nota 16 (e)).

(e) Declaración de impuesto a la renta del Consorcio-

Siguiendo disposiciones legales vigentes, el Consorcio en el que la Compañía participa con el 50%, 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 2004 y 2003 tomó como propio 327,000 y 454,000 respectivamente correspondientes a las pérdidas fiscales amortizables de las

Notas a los estados financieros (continuación)

compañías socias, las cuales se originaron anteriores al ejercicio fiscal 2003. 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. Esta situación no tiene efecto en los estados financieros de la Compañía, ya que en caso de que el SRI, determine que debió declararse individualmente como compañía, las sociedades propias tomarían, las pérdidas fiscales reportadas.

(f) Conciliación del resultado contable - tributario

Las partidas que principalmente afectaron la utilidad contable con la pérdida fiscal de la Compañía, para la determinación del impuesto a la renta al 31 de diciembre de 2004 y 2003, fueron las siguientes:

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|---|------------------|------------------|
| Utilidad antes de provisión para impuesto a la renta | 1,240,235 | 1,151,738 |
| Más (Menos)- Partidas de conciliación- | | |
| Gastos no deducibles | 10 | - |
| Participación en la utilidad contable declarada en el Consorcio | (695,512) | (800,903) |
| Ingresos exentos | <u>(650,333)</u> | <u>(423,062)</u> |
| Base imponible | (105,600) | (72,227) |
| Tasa de impuesto | - | - |
| Impuesto a la renta causado | - | - |
| Impuesto a la renta declarado en el Consorcio | <u>695,512</u> | <u>423,062</u> |
| Total impuesto a la renta causado | <u>695,512</u> | <u>423,062</u> |
| (-) Impuesto a la renta declarado en el consorcio | <u>(695,512)</u> | <u>(423,062)</u> |
| | <u>-</u> | <u>-</u> |

(g) Reformas al Reglamento de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno -

Mediante Decreto Ejecutivo No. 2430 publicado en el Suplemento al Registro Oficial No. 494 del 31 de diciembre del 2004, se expidieron reformas al Reglamento de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno, relacionadas con la aplicación de precios de transferencias de bienes y servicios entre partes

Notas a los estados financieros (continuación)

relacionadas dentro y fuera de Ecuador (país donde opera el Consorcio).

Estas reformas aplicarán a partir del ejercicio fiscal 2005. Los principales aspectos son:

- Se define partes relacionadas y se establece el principio de plena competencia, los criterios de comparabilidad así como los métodos para aplicar el principio de plena competencia.
- Los sujetos pasivos del impuesto a la renta que realicen operaciones con partes relacionadas, en adición a la declaración de impuesta a la renta deberán presentar al Servicio de Rentas Internas (a) Anexo de Precios de Transferencia, dentro de los cinco días posteriores a la presentación de la declaración y (b) Informe Integral de Precio de Transferencia; en un plazo no mayor de seis meses a la presentación de la declaración.
- Se establece que se utilizarán como referencia técnica para la aplicación de precios de transferencia las "Directrices en Materia de Precios de Transferencia a Empresas Multinacionales y Administraciones Tributarias", aprobadas por el Consejo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) en 1995, siempre y cuando estas sean congruentes con las leyes tributarias vigentes y los tratados celebrados por el Ecuador.

17. Impuesto al Valor Agregado

El Consorcio en el que la Compañía mantiene una participación del 50%, mantenía al 30 de junio de 2004, cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas por Impuesto al Valor Agregado (IVA) por 9,130,774 incurrido en la adquisición de bienes y servicios relacionados con la producción de crudo que estaban sujeto de devolución al momento que se exporte el petróleo producido. El Consorcio efectuó reclamos de devolución de IVA al SRI los cuales fueron negados. El Consorcio presentó demandas ante el Tribunal Fiscal, los cuales estaban pendientes de resolución. Los acontecimientos relacionados con la devolución del IVA se detallan a continuación:

- (i) En agosto de 2001, las demás Compañías que producen y exportan petróleo fueron notificadas por el SRI de que el IVA no sería devuelto, fundamentando su decisión en el hecho que según su criterio, el IVA ya fue considerado por las compañías petroleras al determinar las participaciones en la producción de petróleo. El SRI desde la fecha de su notificación (agosto de

Notas a los estados financieros (continuación)

2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las Compañías productoras y exportadoras de petróleo.

- (ii) Con fecha 1 de Julio de 2004 se expidió el laudo del arbitraje internacional que una de las sociedades petroleras mantiene contra el Estado Ecuatoriano por este concepto, estableciéndose que el Estado Ecuatoriano debe reembolsar el IVA respectivo; el Estado Ecuatoriano impugnó dicho laudo.
- (iii) El Tribunal Fiscal ha emitido sentencias a otras sociedades productoras y exportadoras de petróleo reconociendo la devolución del impuesto pero solo por los valores equivalentes al excedente de la tasa de IVA (originalmente 10%) ya que asevera que el 10% del impuesto se encuentra incorporado en las participaciones del contrato.

Con estos antecedentes, el 29 de octubre de 2004, el Consorcio, firmó con Petroproducción (filial de Petroecuador con el que el Consorcio firmó un contrato de explotación de petróleo) con el Procurador General del Estado y el Servicio de Rentas Internas (SRI), como observador, un acuerdo mediante el cual esta última se compromete a reponer en especie el equivalente a 5,607,034, que correspondía (4,721,164) a IVA pagado en la adquisición de bienes y servicios que a la firma del Contrato no estaban gravados con IVA y al excedente en la tasa de IVA tarifa 10% al impuesto pagado en la adquisición de bienes e importaciones desde julio de 1999 a noviembre de 2004 y (885,870) correspondiente al IVA en ventas por la producción de la curva base de producción por el período comprendido entre julio de 1999 y julio de 2002. A la vez el Consorcio se compromete a desistir de todas sus acciones judiciales que se mantenían en los Tribunales Fiscales relacionados con la reclamación de IVA.

El Consorcio registró en los resultados del período como gasto 9,783,405 (4,891,703 corresponden a la Compañía) correspondiente a las cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas por impuesto al Valor Agregado (IVA) al 30 de noviembre de 2004 y como ingreso 5,607,034 (2,803,517 corresponden a la Compañía) correspondiente a las cuentas por cobrar a Petroproducción de acuerdo con el convenio mencionado anteriormente; dando como resultado un gasto neto de 4,176,371 (2,088,186 corresponden a la Compañía).

18. Contingencias

I. Activos-

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, 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 EnCana, 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 2004, el valor estimado por los servicios prestados es de aproximadamente 2,541,000 (1,271,000 corresponden a la Compañía), de los cuales en años anteriores se registraron como ingreso 753,000 (377,000 corresponden a la Compañía) por el período comprendido entre Julio de 1999 y Octubre de 2001, valor que fue provisionado en su totalidad. En el mes de octubre de 2004 se emitió un informe por parte de Petroproducción sobre el cruce de cuentas entre Petroproducción y el Consorcio Petrosud Petroriva por transporte y bombeo en la red de oleoductos de la región amazónica y servicios prestados por Petroproducción por el período comprendido entre Julio de 1999 y Agosto de 2004, donde se determinaron saldos a favor del Consorcio y Petroproducción por aproximadamente 2,927,000 y 1,964,000 respectivamente, dejando como resultado un saldo neto en favor del Consorcio por aproximadamente 963,000 (482,000 corresponden a la Compañía). Sin embargo dicho informe está pendiente de aprobación por parte del Consejo de Administración (CAD) de Petroecuador y por tanto existe aún una incertidumbre sobre la recuperación de este valor.
- (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 (374,000 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 e inició un proceso de arbitraje en el Centro de Mediación y Arbitraje de la Cámara de Comercio de

Notas a los estados financieros (continuación)

Quito, cuya resolución fue favorable para el Consorcio. El 30 de julio de 2004 el Consorcio presentó ante un juez de lo Civil de Pichincha, una demanda de ejecución del laudo arbitral, el referido juez mediante providencia del 27 de septiembre de 2004, dispuso que Petroecuador pague 769,526 (384,763 corresponde a la Compañía), sin embargo dicha disposición fue apelada por Petroecuador por lo que la recuperación de dicho valor aún 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 50%, 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 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 y ordena pagar 862,785 (431,393 corresponden a la Compañía) a Petroecuador. El 30 de julio de 2004 el Consorcio presentó ante un Juez de lo Civil de Pichincha, una demanda de ejecución del laudo arbitral, el referido Juez mediante providencia del 23 de septiembre de 2004, dispuso que Petroecuador y Petroproducción paguen 962,059 (481,030 corresponden a la Compañía); sin embargo dicha disposición fue apelada por Petroecuador por lo que la recuperación de dichos valores aún es incierta.
- (d) Según lo establecido en el Convenio firmado el 29 de octubre de 2004 entre Petroproducción y el Consorcio, en el cual la Compañía participa con el 50% (Ver Nota 17), se establece que Petroproducción pagará al consorcio los valores liquidados al 30 de junio de 2004 que presente la Comisión designada, con fecha 22 de noviembre de 2004 se presentaron las valoraciones respectivas para las situaciones mencionadas en los puntos (i), (ii) y (iii) detalladas a continuación:
- (i) El incremento de las tarifas de transporte de crudo por la Red de Oleoductos Principal (SOTE) y Secundarios (RODA) por 1,206,068 (513,034 corresponden a la Compañía).

Notas a los estados financieros (continuación)

- (ii) La creación de tasas administrativas de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) por 678,712 (339,356 corresponden a la Compañía).
- (iii) El pago de derechos superficarios, por 250,998 (125,499 corresponden a la Compañía).
- (iv) Pago de intereses relacionado con el Impuesto al Valor Agregado a pagarse por Petroecuador (Ver Nota 17) por un valor de 2,009,758 (1,004,879 corresponden a la Compañía) cuya valoración fue presentada el 13 de abril de 2005.

A la fecha, se encuentra pendiente la aprobación por parte de Petroproducción de pago respectivo.

II. Pasivos-

Como resultado del informe de Auditoría de Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos de los años 2001 y 2002 practicado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) al Consorcio Petrosud – Petroriva, la DNH objetó el cargo de los intereses pagados por el Consorcio a compañías relacionadas del exterior del año 2002 por aproximadamente US\$4,758,000. 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, además consideran que dado que no ha existido contestación a la impugnación presentada, en el tiempo establecido por la ley, dicha impugnación estaría aceptada en forma tácita por silencio administrativo. Sin embargo, al momento la resolución final de este asunto se encuentra pendiente. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el Consorcio ha registrado por este mismo concepto US\$3,729,000 y US\$4,765,163 respectivamente. En caso de que la resolución final no sea favorable al Consorcio, el Impuesto a la Renta y la Participación a Trabajadores estarían subestimados en aproximadamente US\$1,352,000, US\$1,727,000 y US\$1,725,000 para los años 2004, 2003 y 2002 respectivamente.