

Informe de los Auditores Independientes

A los Accionistas de **ECUADORTLC S. A.**

1. Hemos auditado los balances generales de **ECUADORTLC S. A.** (una sociedad anónima constituida en el Ecuador y subsidiaria de Petrobras Energía S. A. de Argentina) al 31 de diciembre de 2004 y 2003, y los correspondientes estados de resultados, de patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. Estos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la Compañía. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría.
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, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías proveen una base razonable para nuestra opinión.
3. Como se menciona en la Nota 13, al 31 de Diciembre de 2004, la Compañía registró ajustes relacionados a períodos anteriores por US\$31,000,000 correspondientes a provisión por capacidad de transporte no utilizada. De acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Ecuador, dicho ajuste debió registrarse contra resultados del ejercicio. Debido a esta situación la utilidad del año se encuentra subestimada en dicho valor. No existe efecto en el patrimonio de los accionistas ni tiene efectos fiscales.
4. En nuestra opinión, excepto por el efecto en el estado de resultados que se mencionan en el párrafo tres precedente, los estados financieros mencionados en el párrafo 1 presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de **ECUADORTLC 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 el Ecuador.
5. Como se menciona en la Nota 16 (I) a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el Consorcio en el que la Compañía es operador y participa con el 70%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente US\$11,195,000 y US\$7,670,000 respectivamente (US\$7,837,000 y US\$5,369,000 respectivamente, corresponden a la Compañía), los que serían sujeto de devolución al momento que se exporte el petróleo

Informe de los auditores independientes (Continuación)

producido. El Consorcio ha reclamado la devolución al SRI IVA por US\$7,247,000 (US\$5,073,000 corresponden a la Compañía). Dicho reclamo fue negado por el SRI por lo que se han iniciado demandas ante el Tribunal Fiscal. Los acontecimientos relacionados con la devolución del IVA se detallan a continuación: (a) 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 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las compañías productoras y exportadoras de petróleo (b) Con fecha 1 de Julio de 2004 se expidió el laudo del arbitraje internacional que una de las compañías 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 (c) El Tribunal Fiscal ha emitido sentencias a otras compañías productoras y exportadoras de petróleo reconociendo la devolución del impuesto pero solo por los valores equivalentes excedente de la tasa de IVA (originalmente 10%) ya que asevera que el 10% del impuesto se encuentra incorporado en las participaciones del contrato. (d) Con fecha 11 de Agosto de 2004 el Congreso Nacional del Ecuador expidió una ley interpretativa sobre el IVA, estableciendo que el reintegro de dicho impuesto no es aplicable a la actividad petrolera puesto que el petróleo no se lo fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos. A criterio de la gerencia el Consorcio tiene el derecho a la devolución del IVA, ya sea por parte del SRI o renegociando su participación en la producción de petróleo, por cuanto al momento de establecerse las participaciones en la producción de petróleo, la exportación de bienes y la prestación de servicios no se encontraban gravadas con IVA. En adición a criterio de los asesores legales del Consorcio, es probable que la ley interpretativa se declare inconstitucional, en cuyo caso la posibilidad de recuperación del IVA sería razonablemente posible. A la fecha de este informe la resolución de este asunto es incierta. En el caso de que la resolución final sea contraria a la Compañía, el valor de cuentas por cobrar por concepto de IVA debería ser registrado en inversiones de preproducción por aproximadamente US\$4,019,000 (año 2004) y US\$3,001,000 (año 2003) y en costos de producción aproximadamente US\$2,885,000 (año 2004) y US\$1,404,000 (año 2003).

6. Como se menciona en la Nota 16 (II a y II b) a los estados financieros adjuntos, en agosto del año 2004, la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) emitió el informe de auditoría de inversiones, costos y gastos del año 2002 del Consorcio; en el cual objeta principalmente entre otros el cargo de los intereses por préstamos de compañías relacionadas del exterior y la amortización de inversiones del Campo Pata. De acuerdo con criterio de la gerencia, existe suficiente soporte legal y tributario para soportar la deducibilidad de dichos cargos; sin embargo a

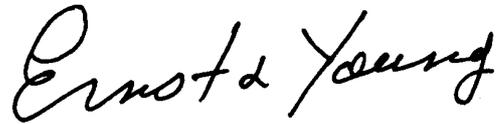
Informe de los auditores independientes (Continuación)

la fecha esta situación es incierta. En caso que la resolución final sea contraria al Consorcio, los valores que corresponden a intereses y a amortización no serían deducibles para efectos del cálculo de la participación laboral e impuesto a la renta. Por esta razón, la participación a trabajadores en las utilidades y el impuesto a la renta estarían subestimados en aproximadamente US\$5,697,000 (US\$3,568,000 aproximadamente corresponden a años anteriores).



Milton A. Vásquez R.
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
11 de febrero de 2005



RNAE No. 462

ECUADORTLC S. A.

Balances generales

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresado en Dólares de E.U.A.

| | Nota | 2004 | 2003 |
|---|--------|--------------------|-------------------|
| Activo | | | |
| Activo corriente | | | |
| Efectivo en caja y bancos | | 187,129 | 104,312 |
| Inversión temporal | 3 | 20,368,732 | - |
| Cuentas por cobrar | 4 | 13,839,811 | 5,355,766 |
| Inventario de materiales y repuestos | | 288,261 | 373,123 |
| Total activo corriente | | 34,683,933 | 5,833,201 |
| Propiedad, mobiliario y equipo, neto | 5 | 365,485 | 416,112 |
| Inversiones de preproducción y producción, netas | 6 | 61,907,871 | 51,566,144 |
| Otros activos | 7 | 5,484,331 | 7,312,440 |
| Total activo no corriente | | 67,757,687 | 59,294,696 |
| Total activo | | 102,441,620 | 65,127,897 |
| Pasivo y patrimonio de los accionistas | | | |
| Pasivo corriente | | | |
| Porción corriente capacidad de transporte no utilizada | | - | 8,320,000 |
| Cuentas por pagar | | 14,427,856 | 9,084,881 |
| Pasivos acumulados | | 3,855,276 | 591,388 |
| Impuesto a la renta | 15 (f) | 4,877,340 | 382,055 |
| Compañías relacionadas | 8 | 4,260,252 | 10,775,801 |
| Total pasivo corriente | | 27,420,724 | 29,154,125 |
| Capacidad de transporte no utilizada, menos porción corriente | | - | 22,680,000 |
| Total pasivo no corriente | | - | 22,680,000 |
| Patrimonio de los accionistas | | | |
| Capital social | 11 | 20,000 | 5,000 |
| Aportes para futuras capitalizaciones | | 56,794,716 | 40,432,288 |
| Pérdidas acumuladas | | 18,206,180 | (27,143,516) |
| Total patrimonio de los accionistas | | 75,020,896 | 13,293,772 |
| Total pasivo y patrimonio de los accionistas | | 102,441,620 | 65,127,897 |

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

ECUADORTLC S. A.

Estados de resultados

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

Expresado en Dólares de E.U.A.

| | Nota | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|--|---------------|--------------------|---------------------|
| Ingresos por producción de petróleo | | 76,061,001 | 38,510,368 |
| Costos de operación | | | |
| Costos de producción | | 16,117,584 | 10,895,840 |
| Amortización, agotamiento y depreciación | | 10,861,230 | 8,821,650 |
| Gastos administrativos | | <u>3,561,003</u> | <u>3,034,228</u> |
| Total costos de operación | | 30,539,817 | 22,751,718 |
| Utilidad en operación | | 45,521,184 | 15,758,650 |
| Capacidad de transporte no utilizada | 10 | (20,402,052) | (34,336,563) |
| Gastos financieros | 7 y 16 (II) a | (1,972,374) | (4,077,454) |
| Otros egresos | | <u>(51,231)</u> | <u>(37,986)</u> |
| Utilidad (Pérdida) antes de provisión para participación a trabajadores e impuesto a la renta | | 23,095,527 | (22,693,353) |
| Provisión para participación a trabajadores | | <u>(3,619,278)</u> | <u>(382,055)</u> |
| Utilidad (Pérdida) antes de provisión para participación a trabajadores e impuesto a la renta | | 19,476,249 | (23,075,408) |
| Provisión para Impuesto a la renta | 15 (f) | <u>(5,127,309)</u> | <u>(541,245)</u> |
| Utilidad (Pérdida) neta | | <u>14,348,940</u> | <u>(23,616,653)</u> |
| Utilidad (Pérdida) neta por acción | | <u>862.35</u> | <u>(4,723.33)</u> |

Las notas a los estados financieros adjuntas son partes integrantes de estos estados.

ECUADORTLC S. A.

Estados de patrimonio de los accionistas

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

Expresado en Dólares de E.U.A.

| | <u>Capital social</u> | <u>Aportes para futuras capitaliza- ciones</u> | <u>Pérdidas acumuladas</u> | <u>Total</u> |
|---|---------------------------|--|--------------------------------|-------------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2002 | 5,000 | 40,432,288 | (3,526,110) | 36,911,178 |
| Menos- | | | | |
| Ajuste a períodos anteriores | - | - | (753) | (753) |
| Pérdida neta | - | - | (23,616,653) | (23,616,653) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2003 | 5,000 | 40,432,288 | (27,143,516) | 13,293,772 |
| Más- | | | | |
| Aumento de Capital (ver Nota 11) | 15,000 | - | - | 15,000 |
| Aportes para futuras capitalizaciones (ver Nota 12) | - | 16,362,428 | - | 16,362,428 |
| Ajuste a períodos anteriores (ver Nota 13) | - | - | 31,000,756 | 31,000,756 |
| Utilidad neta | - | - | 14,348,940 | 14,348,940 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2004 | <u>20,000</u> | <u>56,794,716</u> | <u>18,206,180</u> | <u>75,020,896</u> |

Las notas a los estados financieros adjuntas son partes integrantes de estos estados.

ECUADORTLC S. A.

Estados de flujos de efectivo

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

Expresado en Dólares de E.U.A.

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|---|---------------------|---------------------|
| Flujos de efectivo de actividades de operación: | | |
| Utilidad (Pérdida) neta | 14,348,940 | (23,616,653) |
| Ajuste a periodos anteriores | 31,000,756 | (753) |
| Aporte para futuras capitalizaciones | 16,362,428 | - |
| Impuesto a la renta | 4,495,285 | 382,055 |
| Ajustes para conciliar la utilidad (pérdida) neta con el efectivo neto provisto por actividades de operación | | |
| Provisión para capacidad de transporte no utilizada | (31,000,000) | 31,000,000 |
| Amortización, agotamiento y depreciación | 12,689,340 | 10,649,759 |
| Cambios netos en activos y pasivos- | | |
| (Aumento) disminución en cuentas por cobrar | (8,484,045) | 3,720,803 |
| Disminución (aumento) en inventario de materiales | 84,862 | (209,978) |
| Aumento en cuentas por pagar | 5,342,975 | 6,888,513 |
| Aumento en pasivos acumulados | 3,263,888 | 579,564 |
| Efectivo neto provisto por actividades de operación | <u>48,104,429</u> | <u>29,393,310</u> |
| Flujos de efectivo de actividades de inversión: | | |
| Adiciones a propiedad, mobiliario y equipo, neto | (4,342) | (210,351) |
| Aumento en inversiones en preproducción, netas | (21,147,989) | (18,016,848) |
| Efectivo neto utilizado en actividades de inversión | <u>(21,152,331)</u> | <u>(18,227,199)</u> |
| Flujos de efectivo de actividades de financiamiento: | | |
| Disminución en sobregiro bancario | - | (217,183) |
| Disminución en deuda a largo plazo | - | (18,869,551) |
| Aportes de capital suscrito | 15,000 | - |
| (Disminución) aumento de compañías relacionadas | (6,515,549) | 8,014,935 |
| Efectivo neto (utilizado en) actividades de financiamiento | <u>(6,500,549)</u> | <u>(11,071,799)</u> |
| Aumento neto en efectivo en caja y bancos e inversión temporal | <u>20,451,549</u> | <u>94,312</u> |
| Efectivo en caja y bancos e inversión temporal | | |
| Saldo al inicio del período | 104,312 | 10,000 |
| Saldo al final del período | <u>20,555,861</u> | <u>104,312</u> |

Las notas a los estados financieros adjuntas son partes integrantes de estos estados.

ECUADORTLC S. A.

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresado en Dólares de E.U.A.

1. Operaciones

La dirección registrada de la Compañía es Suiza 209 y Eloy Alfaro, Quito República del Ecuador. La Compañía se dedica principalmente a la exploración y explotación de hidrocarburos en el bloque 18 de la región amazónica. La Compañía terceriza los empleados a través de una compañía relacionada.

Bloque 18

El 19 de diciembre de 1995, el Consorcio (originalmente Amoco Ecuador B.V., que luego de varias cesiones de derechos, estos fueron transferidos a las compañías que actualmente integran el Consorcio) en el que la Compañía es operadora y mantiene una participación del 70% firmó un Contrato de Participación para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque 18 de la Región Amazónica del Ecuador en un área de 200,000 hectáreas. Los socios del mencionado Consorcio se detallan a continuación:

| | <u>Participación</u> |
|--|----------------------|
| ECUADORTLC S. A. | 70% |
| Cayman International Exploration Company S. A. | 18% |
| Petromanabí S. A. | <u>12%</u> |

Estos porcentajes quedaron fijados posterior a la cesión de derechos y obligaciones que hicieron Cayman International Exploration Company S. A. y Petromanabí S. A. en favor de la Compañía, autorizada por el Ministerio de Energía en Ecuador el 9 de abril de 2001.

El Bloque tiene dos campos productivos:

Campo Pata-

El 28 de noviembre de 2000, se obtuvo la aprobación del Plan de Desarrollo de Explotación Anticipada del Campo Pata, con lo cual inició la producción anticipada de los pozos Pata 1 y Pata 2.

En el mes de mayo de 2002, se presentó el Plan de Desarrollo del Bloque, para el campo Pata, el mismo que fue aprobado por el Ministerio de Energía y Minas el 21 de octubre de 2002. Es a partir de

Notas a los estados financieros (continuación)

esta última fecha en que el consorcio está autorizado para iniciar el período de producción, el cual tendrá una duración de 20 años, pudiendo ser prorrogable a solicitud del Consorcio, siempre y cuando convenga a los intereses del Estado Ecuatoriano. Al término del período de explotación, la Contratista entregará a Petroecuador, sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura de propiedad del Consorcio.

En dicho contrato, se establece que el Estado Ecuatoriano y Petroecuador no asumen riesgo alguno de exploración y explotación. El Consorcio tiene derecho exclusivo de ejecutar, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración y explotación de petróleo crudo en el área del Bloque, invirtiendo por su cuenta los capitales y utilizando el personal, los equipos, maquinarias y tecnología necesarios para su cabal cumplimiento, a cambio de lo cual recibe, como participación los siguientes porcentajes de la producción fiscalizada:

| <u>Producción</u> | <u>Participación</u> |
|--|----------------------|
| Menor a 35,000 barriles diarios | 74.2% |
| Desde 35,001 hasta 45,000 barriles diarios | 73.9% |
| Mayor a 45,000 barriles diarios | 71.0% |

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y el 2003 la participación del Consorcio en la producción fue del 67.2% y 74.2% y la participación del Estado 32.8% y 25.8%.

Campo Palo Azul-

El Ministerio de Energía y Minas, mediante acuerdo Ministerial 379 del 5 de agosto de 2002, aprobó los términos del Convenio de Explotación Unificada del Campo Unificado Palo Azul. El 18 de diciembre de 2002 se aprobó el Plan de Desarrollo del Yacimiento Común Hollín del Campo Palo Azul, dando inicio al período de explotación el cual tiene una duración de 20 años.

Al término de este convenio, el Consorcio entregará a Petroecuador sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura de propiedad del Consorcio utilizados en el campo Palo Azul, producto del convenio en mención.

Así mismo, en el convenio, se establece que el Estado Ecuatoriano y Petroecuador no asumen riesgo alguno de exploración y explotación. Establece que la Contratista tiene derecho a realizar las actividades de

Notas a los estados financieros (continuación)

desarrollo y producción de petróleo crudo en el campo unificado Palo Azul, aportando tecnología, capitales, equipos y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el contrato, por lo cual recibe como participación los siguientes porcentajes de la producción fiscalizada: (X1 si las Reservas Probadas son iguales o menores a 65,800,000 barriles o X2 si las Reservas Probadas son mayores a 65,800,000 barriles de petróleo crudo)

| Rango de precio (US\$/Bbl) | Participación de la Contratista | |
|-----------------------------------|---------------------------------|-------|
| | X1 | X2 |
| Menor a 15 | 70.0% | 69.0% |
| Mayor o igual a 15 – y menor a 16 | 66.0% | 65.0% |
| Mayor o igual a 16 – y menor a 17 | 65.0% | 64.0% |
| Mayor o igual a 17 – y menor a 18 | 62.0% | 61.0% |
| Mayor o igual a 18 – y menor a 19 | 61.0% | 60.0% |
| Mayor o igual a 19 – y menor a 20 | 60.0% | 59.0% |
| Mayor o igual a 20 – y menor a 21 | 58.0% | 57.0% |
| Mayor o igual a 21 – y menor a 22 | 56.0% | 55.0% |
| Mayor o igual a 22 – y menor a 23 | 54.5% | 53.5% |
| Mayor o igual a 23 – y menor a 24 | 53.0% | 52.0% |
| Mayor o igual a 24 | 50.5% | 49.5% |

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003, la participación del Consorcio en la producción fue del 50.11% y 50.71% respectivamente y la participación del Estado 49.89% y 49.29% respectivamente.

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.

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 Normas Internacionales de Reporte Financiero (NIRF)

Notas a los estados financieros (continuación)

Las principales políticas de contabilidad son las siguientes:

- (a) **Efectivo en caja y bancos-**
Se encuentran valuados a su valor nominal.
- (b) **Inversión temporal-**
Se encuentra valuada a su valor nominal más el interés devengado
- (c) **Cuentas por cobrar-**
Se encuentran valuadas al costo y no superan el valor recuperable.
- (d) **Inventarios de materiales y repuestos-**
Los inventarios están valorados al costo promedio, los cuales no exceden el valor de mercado.
- (e) **Propiedad, mobiliario y equipo-**
Se encuentra valorado a su costo de adquisición menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. La depreciación del mobiliario y equipo se calcula bajo el método de línea recta utilizando las tasas de depreciación autorizadas por el Servicio de Rentas Internas, excepto terrenos que no se deprecian.

Las provisiones para depreciación se cargan a los resultados del año. El valor de la propiedad, mobiliario y equipo, considerados en su conjunto no supera su valor recuperable.
- (f) **Inversiones de preproducción-**
Las inversiones de preproducción del Bloque 18 se registraron al costo histórico. Dichas inversiones de preproducción se amortizan en cinco años a partir del inicio del período de producción del Bloque.
- (g) **Inversiones de producción-**
Las inversiones de producción están registradas al costo histórico. Las inversiones de producción se amortizan bajo el método de unidades de producción basados en las reservas probadas de petróleo.
- (h) **Cuentas por pagar y pasivos acumulados-**
Se encuentran valuadas al costo y no superan la estimación confiable del monto de la obligación.
- (i) **Participación a trabajadores-**
La participación a trabajadores se carga a los resultados del año y se calcula aplicando el 15% sobre la utilidad impositiva de acuerdo

Notas a los estados financieros (continuación)

con la Ley. La Compañía terceriza los empleados a través de una compañía relacionada.

(j) 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.

(k) Cuentas patrimoniales-

Las cuentas patrimoniales se encuentran valoradas al costo histórico.

(l) Ingresos por producción de petróleo-

Los ingresos por producción de petróleo se reconocen en base a la producción fiscalizada de acuerdo con las disposiciones legales vigentes para los Contratos de Participación. No existe un efecto importante entre el volumen de petróleo producido y vendido.

(m) Costos y gastos-

Los costos y gastos se registran al costo histórico. Los costos y gastos se reconocen a medida que son incurridos, independientemente de la fecha en que se realiza el pago, y se registran en el período más cercano en el que se conocen.

(n) Registros contables y unidad monetaria-

Los registros contables de la Compañía se llevan en Dólares de E.U.A. de acuerdo con el Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, establecidos por el Decreto Presidencial No. 1418 publicado en el Registro Oficial No. 364.

(o) 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. Inversión temporal

Al 31 de diciembre de 2004 la inversión temporal estaba formada por depósitos a la vista de World Fund Financial Services, que devengan una tasa de interés de 1.50% anual

4. 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>2003</u> | <u>2003</u> |
|---|-------------------|------------------|
| Impuesto al Valor Agregado (IVA) (Ver nota 16 (I)) | 6,626,520 | 4,451,508 |
| Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador | 5,748,699 | 143,689 |
| Anticipos a proveedores | 970,218 | 247,090 |
| Clientes | 494,374 | 513,479 |
| | <u>13,839,811</u> | <u>5,355,766</u> |

5. Propiedad, mobiliario y equipo

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

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> | <u>Tasa anual de depreciación</u> |
|-------------------------------|----------------|----------------|-----------------------------------|
| Muebles de oficina | 205,285 | 205,285 | 10% |
| Equipos de computación | 162,980 | 158,638 | 20% y 33% |
| Equipo de telecomunicaciones | 18,421 | 18,421 | 20% |
| Terrenos | 122,442 | 122,442 | - |
| | <u>509,128</u> | <u>504,786</u> | |
| Menos- Depreciación acumulada | (143,643) | (88,674) | |
| | <u>365,485</u> | <u>416,112</u> | |

El movimiento de la propiedad, mobiliario y equipo durante los años 2004 y 2003 fue como sigue:

| | |
|---|----------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2002 | 241,149 |
| Más (Menos)- | |
| Adiciones | 210,351 |
| Depreciación del año | (35,388) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2003 | <u>416,112</u> |
| Más (Menos)- | |
| Adiciones | 4,342 |
| Depreciación del año | (54,989) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2004 | <u>365,485</u> |

Notas a los estados financieros (continuación)

6. Inversiones de preproducción y producción

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

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|--------------------------------|---------------------|---------------------|
| Inversiones de Preproducción | 46,025,172 | 46,025,172 |
| Inversiones de Producción | <u>39,164,837</u> | <u>18,016,848</u> |
| | 85,190,009 | 64,042,020 |
| Menos – Amortización acumulada | <u>(23,282,138)</u> | <u>(12,475,876)</u> |
| | <u>61,907,871</u> | <u>51,566,144</u> |

El movimiento de las inversiones de preproducción y producción durante los años 2004 y 2003 fue como sigue:

| | |
|---|---------------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2002 | 42,335,556 |
| Más (menos)- | |
| Adiciones | 18,016,848 |
| Amortización del año | <u>(8,786,260)</u> |
| Saldo al 31 de diciembre de 2003 | 51,566,144 |
| Más (menos)- | |
| Adiciones | 21,147,989 |
| Amortización del año | <u>(10,806,262)</u> |
| Saldo al 31 de diciembre de 2004 | <u>61,907,871</u> |

Las inversiones de preproducción se amortizan en cinco años a partir del inicio del período de producción del Bloque.

Las inversiones de producción se amortizan bajo el método de unidades de producción basado en las reservas probadas de petróleo a partir del inicio de producción del bloque.

Al 31 de diciembre de 2003 las reservas presentadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para el bloque 18 operado por la Compañía, eran de 63,185 miles de barriles en el Campo Palo Azul y 9,918 miles de barriles en el Campo Pata.

7. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el saldo de otros activos se formaba de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|-----------------------------------|--------------------|--------------------|
| Diferencia en cambio activada (1) | 9,140,551 | 9,140,551 |
| Depreciación acumulada | <u>(3,856,220)</u> | <u>(1,828,111)</u> |
| | <u>5,484,331</u> | <u>7,312,440</u> |

(1) Corresponde a pérdida en cambio generada durante el período de preproducción la cual se amortizará en un período de cinco años a partir del inicio de la etapa de producción.

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Compañía amortizó 1,828,000 de diferencia en cambio respectivamente, la cual se incluye los gastos financieros en el estado de resultados adjunto.

De acuerdo con Decreto Ejecutivo No. 1628 publicado en Registro Oficial 350 del 30 de diciembre de 1999, la Compañía para fines tributarios al 31 de diciembre de 2003 amortizó adicionalmente, al monto arriba mencionado, la totalidad de pérdida en cambio generada en el ejercicio 1999 por aproximadamente 4,622,000.

8. Compañías relacionadas

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 los saldos con compañías relacionadas se formaba de la siguiente manera:

| | <u>Por pagar (cobrar)</u> | |
|--|---------------------------|-------------------|
| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
| Cayman International Exploration Company | | |
| S. A. | 778,099 | (6,040,752) |
| Petromanabí S. A. | 1,139,503 | (3,406,398) |
| Petrobras Energía Ecuador – Sucursal Ecuador | | |
| | 1,921,573 | 3,487,623 |
| Petrobras – Energía Operaciones S. A. | 100,880 | 326,972 |
| Petrobras Energía S. A. | 320,197 | 16,408,356 |
| World Fund Financial Services | <u>(20,368,908)</u> | - |
| | (16,108,656) | 10,775,801 |
| Más – Inversión temporal en World Fund | | |
| Financial Services (Ver nota 3) | <u>20,368,908</u> | - |
| | <u>4,260,252</u> | <u>10,775,801</u> |

Notas a los estados financieros (continuación)

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

| | Petrobras Energía Petrobras Energía S. A. | Petrobras- Energía Operacio- nes S. A. | Cayman Internatio- nal Explo- ration Company S. A. | Petro- manabí S. A. | World Fund Financial Services | Total |
|---------------------------------------|---|---|---|---------------------------|--|------------|
| Año 2003 | | | | | | |
| Servicios recibidos | 660,693 | 3,926,567 | 3,918,129 | 119,156 | - | 8,624,545 |
| Servicios prestados | - | 101,938 | - | 504,881 | 336,587 | 943,406 |
| Pagos efectuados | 605,415 | 475,599 | 3,849,305 | 371,175 | - | 5,301,494 |
| Pagos recibidos | - | 85,983 | 188,569 | - | - | 274,552 |
| Transferencias entregadas | - | 14,554,021 | 215,103 | - | - | 14,769,124 |
| Transferencias recibidas | 7,971,118 | 14,339,691 | - | - | - | 22,310,809 |
| Préstamos efectuados | - | - | - | - | 4,201,567 | 4,201,567 |
| Cancelaciones de préstamos | - | - | - | - | 22,815,517 | 22,815,517 |
| Otras | 165,173 | 12,952 | 2,743 | 66,409 | 44,633 | 291,836 |
| Año 2004 | | | | | | |
| Servicios recibidos | 551,446 | 23,047,972 | 3,430,470.52 | - | - | 26,478,993 |
| Servicios prestados | - | 81,780 | 2,797 | 6,810,069 | 4,540,047 | 11,434,693 |
| Pagos efectuados | 277,177 | 23,148,003 | 3,656,169 | - | - | 27,081,349 |
| Pagos recibidos | - | 95,813 | 2,797 | - | - | 98,610 |
| Aportes no Reportados | - | - | - | 1,665,200 | 1,098,133 | 2,763,333 |
| Transferencias entregadas | - | 12,533,415 | 2,517 | - | - | 12,535,932 |
| Transferencias recibidas | - | 11,053,209 | 2,068 | - | - | 11,055,277 |
| Aportes para futuras capitalizaciones | 16,362,428 | - | - | - | - | 16,362,428 |
| Préstamos efectuados | - | - | - | - | 20,090,000 | 20,090,000 |
| Cancelaciones de préstamos | - | - | - | - | 20,090,000 | 20,090,000 |
| Inversiones efectuadas | - | - | - | - | 44,191,842 | 44,191,842 |
| Cancelaciones de inversiones | - | - | - | - | 23,900,000 | 23,900,000 |
| Intereses ganados | - | - | - | - | 76,889 | 76,889 |

9. Operación del Consorcio

Mediante acuerdo ministerial No. 146 del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, el 9 de abril de 2001, se estableció que la Compañía actuará como operador en el Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de hidrocarburos del Bloque 18. El 14 de noviembre de 2002, se firmó el Convenio de Operación Conjunto, en el que se nombra como operador del Consorcio del bloque 18 a ECUADORTLC S. A.

10. Capacidad de transporte no utilizada

El 3 de marzo de 2003, la Compañía firmó un convenio con Petrobras Energía Ecuador – Sucursal Ecuador (Compañía relacionada) en el que se transfieren las obligaciones establecidas en el convenio denominado Initial Shipper Transportation Agreement firmado con el Oleoducto de Crudos Pesados(OCP) Ecuador S. A., para el pago de tarifa de transporte por 25,000 barriles diarios. El contrato de transporte es del tipo "Ship or Pay", por lo cual, la Compañía debe cumplimentar sus obligaciones contractuales por la totalidad del volumen contratado, aunque no transporte crudo, abonando, al igual que los restantes productores, una tarifa que cubre, entre otros, los costos operativos y servicios financieros de OCP. Dicho acuerdo firmado esta vigente partir del 10 de noviembre de 2003.

La obligación de transportar 25,000 barriles diarios por OCP fue establecido de acuerdo con la capacidad de producción incluida en el Plan de Desarrollo aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH).

Hasta la fecha la Compañía transporta toda su producción de petróleo por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), ya que no cuenta con las facilidades adecuadas para transferir su producción hacia el OCP.

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 la Compañía registro 20,402,052 y 34,336,563 por este concepto incluidos en el estado de resultados adjunto.

11. Capital social

Al 31 de diciembre de 2003, el capital pagado de la Compañía era de 5,000, integrado por 5,000 acciones ordinarias y nominativas de un valor nominal de 1 cada una totalmente pagadas. Con fecha 23 de marzo de 2004, los accionistas de la Compañía efectuaron aportaciones de capital por 15,000, con lo que el capital suscrito y pagado al 31 de diciembre de 2004 es de 20,000. El capital está integrado por 20,000 acciones ordinarias y nominativas de un valor nominal de 1 cada una totalmente pagadas.

12. Aportes para futuras capitalizaciones

Con fecha 30 de Septiembre de 2004, la Junta General de Accionistas, decidió efectuar una apropiación de pasivos con Casa Matriz por 16,362,428 como aportes para futuras capitalizaciones.

Notas a los estados financieros (continuación)

13. Ajustes a períodos anteriores

Al 31 de Diciembre de 2004, la Compañía registró ajustes relacionados a períodos anteriores por US\$31,000,000 correspondientes a provisión por capacidad de transporte no utilizada.

14. Garantías

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el contrato del Bloque 18 suscrito con Petroecuador, la Compañía presentó una póliza de seguro de cumplimiento de contrato, incondicional, irrevocable y de cobro inmediato por 3,440,096 equivalente al 20% de la inversión de explotación comprometida.

Todas las obligaciones contractuales relacionadas con las actividades en el Bloque, están garantizadas por sus compañías filiales.

15. Impuesto a la renta

(a) Situación fiscal-

La Compañía no ha sido fiscalizada por las autoridades tributarias desde su constitución (Enero de 2001). La Compañía fue revisada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos hasta el año 2002 inclusive.

(b) Tasa de impuesto-

El impuesto a la renta en Ecuador se calcula a una tasa del 25% sobre la utilidad tributable. En caso de que la compañía 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.

(c) Dividendos en efectivo-

Los dividendos en efectivo no son tributables.

(d) Pérdidas fiscales amortizables-

Al 31 de diciembre de 2003, la Compañía tenía pérdidas fiscales amortizables en ejercicios futuros por aproximadamente 1,759,000. Dichas pérdidas podrán deducirse en los cinco años siguientes al que se originaron, sin que excedan del 25% de la utilidad tributable de cada año. Durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Compañía amortizó pérdidas fiscales por aproximadamente 1,759,000 y 692,000 respectivamente.

(e) Declaración de Impuesto a la renta como consorcio

De acuerdo con disposiciones legales vigentes en el Ecuador, a partir del año 2002, los consorcios que mantienen firmados con el estado ecuatoriano contratos para la exploración y explotación

Notas a los estados financieros (continuación)

de hidrocarburos son considerados como sujetos pasivos para efectos tributarios, lo que incluye la obligación de declarar y pagar el impuesto a la renta. Los asesores legales y las compañías petroleras que exploran y explotan hidrocarburos incluyendo el Consorcio del Bloque 18 en el que la Compañía mantiene una participación del 70%, consideran que el cumplir con esta disposición en la práctica es inaplicable ya que existen situaciones que deben ser normadas y / o aclaradas por el Servicio de Rentas Internas. Adicionalmente consideran que dicha obligación tributaria ha sido cumplida por cada uno de los miembros del Consorcio en forma individual y no sería necesario efectuarlo a nivel del Consorcio. A la fecha la resolución de este asunto es incierta.

A la fecha las Compañías operadoras de varios de los Consorcios que operan en el país (Petrobras, Perenco y Repsol-YPF) han sostenido reuniones con el Servicio de Rentas Internas y han obtenido un pronunciamiento verbal que se les permitirá continuar declarando independientemente. Sin embargo hasta la fecha no se ha obtenido ningún procedimiento por escrito del Servicio de Rentas Internas.

(f) Conciliación del resultado contable – tributario-

Las partidas que principalmente afectaron la utilidad contable con la utilidad fiscal de la Compañía, para la determinación del impuesto a la renta, fueron las siguientes:

| | <u>2004</u> | <u>2003</u> |
|--|-------------------|------------------|
| Utilidad (Pérdida) antes de provisión para | | |
| Impuesto a la Renta | 19,476,249 | (23,075,409) |
| Mas (menos) Partidas conciliatorias- | | |
| Diferencia en cambio | (538,090) | (5,160,079) |
| Capacidad de transporte no utilizada | - | 31,000,000 |
| Diferencia con precios de referencia de | | |
| Petroecuador | 1,424,980 | - |
| Diferencia en cambio | 1,828,109 | - |
| Otros no deducibles | 77,581 | 92,150 |
| Amortización pérdidas fiscales | (1,759,589) | (691,683) |
| Base imponible 25% | <u>20,509,237</u> | <u>2,164,979</u> |
| Total impuesto causado | 5,127,309 | 541,245 |
| Menos: Retenciones en la fuente del año | (55,167) | (29,504) |
| Menos: Anticipo de impuesto a la renta | (249,969) | - |
| Total impuesto a la renta por pagar | <u>4,822,173</u> | <u>511,740</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 relacionadas dentro y fuera de Ecuador (país donde opera la Sociedad).

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

- Se define partes relacionadas.
- 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.

16. Contingencias

I. Impuesto al Valor Agregado

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el Consorcio en el que la Compañía es operador y participa con el 70%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente 11,195,000 y 7,670,000 respectivamente (7,837,000 y 5,369,000 respectivamente, corresponden a la Compañía), los que serían sujeto de devolución al momento que se exporte el petróleo producido. El Consorcio ha

Notas a los estados financieros (continuación)

reclamado la devolución al SRI IVA por 7,247,000 (5,073,000 corresponden a la Compañía). Dicho reclamo fue negado por el SRI por lo que se han iniciado demandas ante el Tribunal Fiscal. Los acontecimientos relacionados con la devolución del IVA se detallan a continuación: (a) 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 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las Compañías productoras y exportadoras de petróleo (b) 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 (c) 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 excedente de la tasa de IVA (originalmente 10%) ya que asevera que el 10% del impuesto se encuentra incorporado en las participaciones del contrato. (d) Con fecha 11 de Agosto de 2004 el Congreso Nacional del Ecuador expidió una ley interpretativa sobre el IVA, estableciendo que el reintegro de dicho impuesto no es aplicable a la actividad petrolera puesto que el petróleo no se lo fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos. A criterio de la gerencia el Consorcio tiene el derecho a la devolución del IVA, ya sea por parte del SRI o renegociando su participación en la producción de petróleo, por cuanto al momento de establecerse las participaciones en la producción de petróleo, la exportación de bienes y la prestación de servicios no se encontraban gravadas con IVA. En adición a criterio de los asesores legales del Consorcio, es probable que la ley interpretativa se declare inconstitucional, en cuyo caso la posibilidad de recuperación del IVA sería razonablemente posible. A la fecha de este informe la resolución de este asunto es incierta. En el caso de que la resolución final sea contraria a la Compañía, el valor de cuentas por cobrar por concepto de IVA debería ser registrado en inversiones de preproducción por aproximadamente 4,019,000 (año 2004) y 3,001,000 (año 2003) y en costos de producción aproximadamente 2,885,000 (año 2004) y 1,404,000 (año 2003).

Notas a los estados financieros (continuación)

II. Resultados de auditoría de la Dirección Nacional de Hidrocarburos

En agosto del año 2004, la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) emitió el informe de auditoría de inversiones, costos y gastos del año 2002 del Consorcio en que la Compañía participa con el 70%; en el cual objeta:

(a) Cargos por intereses financieros

El cargo de los intereses causados en el año 2002 por préstamos de compañías relacionadas del exterior por aproximadamente 1,014,000 (todo corresponde a la Compañía). Adicionalmente el Consorcio registró en los resultados del ejercicio 2003 aproximadamente 2,142,000 y en los resultados a diciembre de 2004 por 139,000 por este concepto. De acuerdo con criterio de la gerencia, existe suficiente soporte legal y tributario para soportar la deducibilidad de dichos cargos; sin embargo a la fecha esta situación es incierta. En caso que la resolución final sea contraria a la compañía, los valores que corresponden a intereses no serían deducibles para efectos del cálculo de la participación laboral e impuesto a la renta. Por esta razón, la participación a trabajadores en las utilidades y el impuesto a la renta estarían subestimados en aproximadamente 1,194,000 (1,144,000 aproximadamente corresponden a años anteriores).

(b) Costos de perforación y amortización de inversiones

Costo de perforación y amortización de inversiones que ha criterio de la DNH no correspondían al campo Pata por 1,365,000 (956,000 corresponden a la Compañía) y registró en los resultados del ejercicio 2003 aproximadamente 8,190,000 (5,733,000 corresponden a la Compañía), y en los resultados del ejercicio 2004, 8,190,000 (5,733,000 corresponden a la Compañía) por este concepto; y por tanto, a su criterio, deberían amortizarse una vez que el resto del Bloque 18 entre en producción. De acuerdo con criterio de la gerencia, al estar el Bloque en período de explotación la posición de la Dirección Nacional de Hidrocarburos carecería de sustento. En caso que la resolución final sea contraria a la Compañía, los valores que corresponden a la amortización serían deducibles a partir del inicio de la producción a criterio de la DNH.

17. Evento subsecuente

En enero de 2005, Petrobras Energía anunció un acuerdo de venta y asociación con Teikoku Oil Co., Ltd, (Teikoku) a través del cual transfirió el

Notas a los estados financieros (continuación)

40% de los Bloques 18 y 31 operados por la Sociedad y Petrobras Energía Ecuador respectivamente. Asimismo a través del acuerdo se transfiere el 40% de los derechos y obligaciones de Petrobras Energía derivados del Contrato de Transporte de crudo con OCP, desde el momento en que la producción del Bloque 31 alcance un promedio de 10.000 barriles por día en un período de 30 días corridos.

Luego de este acuerdo que para tener vigencia legal en Ecuador debe estar autorizado y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, la Compañía mantendrá un 30% en el Bloque 18, manteniendo la condición de operador.