

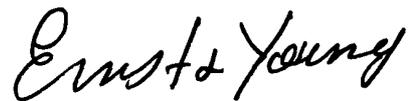
## Informe de los Auditores Independientes

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 2003 y 2002, 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. Excepto por lo mencionado en el párrafo tres siguiente, nuestras auditorias 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 auditorias proveen una base razonable para nuestra opinión.
3. Al 31 de diciembre de 2003, no nos fue posible obtener respuesta a la confirmación enviada a los Socios del Consorcio del Bloque 18 operado por la Compañía por US\$ 9,447,150, incluido en el saldo de compañías relacionadas del balance general adjunto.
4. En nuestra opinión, excepto por el efecto de los ajustes en los estados financieros al 31 de diciembre del 2003, si los hubiere en caso de haber recibido la respuesta a las confirmaciones mencionadas en el párrafo anterior, los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de **ECUADORTLC S. A.** al 31 de diciembre de 2003 y 2002, 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 14 a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre de 2003 y 2002, 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\$ 7,670,000 y US \$ 3,872,000 respectivamente (US\$ 1,330,000 originados mientras Cayman International Exploration Company – Sucursal Ecuador, fue operador del Consorcio y US\$ 6,340,000 (año 2003) y US \$ 2,542,000 (año

## Informe de los auditores independientes (Continuación)

2002) originados a partir de junio de 2001, fecha en la que la Compañía fue nombrada operador del Consorcio), de los cuales US\$ 5,383,000 (año 2003) y US \$ 2,710,000 (año 2002) corresponden a la Compañía, los cuales serían sujeto de devolución al momento que se exporte el petróleo producido. 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. En mayo del 2002, el Consorcio a través de su anterior operador reclamó la devolución del IVA por US\$ 1,312,606 (US\$ 918,824 correspondientes a la Compañía) la cual fue negada por el SRI por lo que se han iniciado demandas ante el Tribunal Fiscal. El SRI desde la fecha de su notificación (agosto de 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las compañías productoras y exportadoras de petróleo. A criterio de la gerencia y sus asesores legales el Consorcio tiene el derecho a la devolución del IVA, 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 del asesor legal de la Compañía, la recuperación de estos valores es medianamente probable. 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\$4,334,000 (año 2003) y US\$2,055,000 (año 2002)(US\$3,048,000 y US\$1,438,000 respectivamente corresponden a la Compañía) y en costos de producción aproximadamente US\$2,006,000 (año 2003) y US\$495,000 (año 2002) (US\$1,404,000 y US\$347,000 respectivamente corresponden a la Compañía).



RNAE No. 462



Milton A. Vásquez R.  
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador  
14 de febrero de 2004

## ECUADORTLC S. A.

### Balances generales

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002

Expresado en Dólares de E.U.A.

|   | Nota | 2003              | 2002              |
|---|------|-------------------|-------------------|
| <b>Activo</b>   |      |                   |                   |
| <b>Activo corriente</b>                                       |      |                   |                   |
| Efectivo en caja y bancos                                     |      | 104,312           | 10,000            |
| Cuentas por cobrar  | 3    | 5,355,766         | 9,076,569         |
| Inventario de materiales y repuestos                          |      | 373,123           | 163,145           |
| <b>Total activo corriente</b>                                 |      | <b>5,833,201</b>  | <b>9,249,714</b>  |
| <b>Activo no corriente</b>                                    |      |                   |                   |
| Propiedad, mobiliario y equipo, neto                          | 4    | 416,112           | 241,149           |
| Inversiones de reproducción y producción, netas               | 5    | 51,566,144        | 42,335,556        |
| Otros activos   | 6    | 7,312,440         | 9,140,551         |
| <b>Total activo no corriente</b>                              |      | <b>59,294,696</b> | <b>51,717,256</b> |
| <b>Total activo</b>   |      | <b>65,127,897</b> | <b>60,966,970</b> |
| <b>Pasivo y patrimonio de los accionistas</b>                 |      |                   |                   |
| <b>Pasivo corriente</b>                                       |      |                   |                   |
| Sobregiro bancario  |      | -                 | 217,183           |
| Porción corriente Capacidad de transporte no utilizada        | 10   | 8,320,000         | -                 |
| Cuentas por pagar   |      | 9,084,881         | 2,196,368         |
| Pasivos acumulados  |      | 973,443           | 11,824            |
| Compañías relacionadas  | 7    | 10,775,801        | 2,760,866         |
| <b>Total pasivo corriente</b>                                 |      | <b>29,154,125</b> | <b>5,186,241</b>  |
| <b>Pasivo no corriente</b>                                    |      |                   |                   |
| Deuda a largo plazo   | 8    | -                 | 18,869,551        |
| Capacidad de transporte no utilizada, menos porción corriente | 10   | 22,680,000        | -                 |
| <b>Total pasivo no corriente</b>                              |      | <b>22,680,000</b> | <b>18,869,551</b> |
| <b>Patrimonio de los accionistas</b>                          |      |                   |                   |
| Capital social  | 11   | 5,000             | 5,000             |
| Aportes para futuras capitalizaciones                         |      | 40,432,288        | 40,432,288        |
| Pérdidas acumuladas   |      | (27,143,516)      | (3,526,110)       |
| <b>Total patrimonio de los accionistas</b>                    |      | <b>13,293,772</b> | <b>36,911,178</b> |
| <b>Total pasivo y patrimonio de los accionistas</b>           |      | <b>65,127,897</b> | <b>60,966,970</b> |

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 2003 y 2002

Expresado en Dólares de E.U.A.

|   | Nota   | <u>2003</u>         | <u>2002</u>        |
|---|--------|---------------------|--------------------|
| <b>Ingresos por producción de petróleo</b>  |        | 38,510,368          | 4,610,892          |
| <b>Costos de operación</b>  |        |                     |                    |
| Costos de producción  |        | 10,895,840          | 2,102,377          |
| Amortización, agotamiento y depreciación  |        | 10,649,759          | 2,492,425          |
| Gastos administrativos  |        | <u>3,034,228</u>    | <u>30,724</u>      |
| <b>Total costos de operación</b>  |        | 24,579,827          | 4,625,526          |
| <b>Utilidad (pérdida) en operación</b>  |        | 13,930,541          | (14,634)           |
| Capacidad de transporte no utilizada  | 10     | 34,336,563          | -                  |
| Gastos financieros  |        | 2,249,345           | 1,003,252          |
| Otros Egresos   |        | <u>37,986</u>       | <u>-</u>           |
| <b>Pérdida antes de provisión de participación a trabajadores e impuesto a la renta</b> |        | (22,693,353)        | (1,017,886)        |
| Provisión para Participación a trabajadores   |        | <u>(382,055)</u>    | <u>-</u>           |
| <b>Pérdida antes de provisión para impuesto a la renta</b>                              |        | (23,075,408)        | (1,017,886)        |
| Provisión para Impuesto a la renta  | 13 (g) | <u>(541,245)</u>    | <u>-</u>           |
| <b>Pérdida neta</b>   |        | <u>(23,616,653)</u> | <u>(1,017,886)</u> |
| <b>Pérdida neta por acción</b>  |        | <u>(4,723.33)</u>   | <u>(203.58)</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 2003 y 2002

Expresado en Dólares de E.U.A.

|   | <u>Capital<br/>social</u> | <u>Aportes<br/>para<br/>futuras<br/>capitaliza-<br/>ciones</u> | <u>Pérdidas<br/>acumuladas</u> | <u>Total</u>        |
|---|---------------------------|--|--------------------------------|---------------------|
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2001</b> | 5,000                     | 40,432,288   | (2,508,977)                    | 37,928,311          |
| <b>Más (menos)-</b>                     |                           |  |                                |                     |
| Ajuste a períodos anteriores            | -                         | -  | 753                            | 753                 |
| Pérdida neta                            | -                         | -  | <u>(1,017,886)</u>             | <u>(1,017,886)</u>  |
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2002</b> | 5,000                     | 40,432,288   | (3,526,110)                    | 36,911,178          |
| <b>Menos-</b>                           |                           |  |                                |                     |
| Ajuste a períodos anteriores            | -                         | -  | (753)                          | (753)               |
| Pérdida neta                            | -                         | -  | <u>(23,616,653)</u>            | <u>(23,616,653)</u> |
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2003</b> | <u>5,000</u>              | <u>40,432,288</u>  | <u>(27,143,516)</u>            | <u>13,293,772</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 2003 y 2002

Expresado en Dólares de E.U.A.

|  | <u>2003</u>         | <u>2002</u>         |
|--|---------------------|---------------------|
| <b>Flujos de efectivo de actividades de operación:</b>   |                     |                     |
| Pérdida neta   | (23,616,653)        | (1,017,886)         |
| Ajuste a períodos anteriores   | (753)               | 753                 |
| Provisión para capacidad de transporte no utilizada  | 31,000,000          | -                   |
| <b>Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto utilizado en actividades de operación</b> |                     |                     |
| Amortización, agotamiento y depreciación   | 10,649,759          | 2,492,425           |
| <b>Cambios netos en activos y pasivos-</b>   |                     |                     |
| Disminución (aumento) en cuentas por cobrar  | 3,720,803           | (6,687,786)         |
| Aumento en inventario de materiales  | (209,978)           | (163,145)           |
| Aumento (disminución) en cuentas por pagar   | 6,888,513           | (5,776,529)         |
| Aumento (disminución) en pasivos acumulados  | 961,619             | (19,225)            |
| Efectivo neto provisto por (utilizado en) actividades de operación                                       | <u>29,393,310</u>   | <u>(11,171,393)</u> |
| <b>Flujos de efectivo de actividades de inversión:</b>   |                     |                     |
| Adiciones a propiedad, mobiliario y equipo, neto   | (210,351)           | (182,319)           |
| Aumento en inversiones en preproducción, netas   | <u>(18,016,848)</u> | <u>(4,274,771)</u>  |
| Efectivo neto utilizado en actividades de inversión  | <u>(18,227,199)</u> | <u>(4,457,090)</u>  |
| <b>Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:</b>  |                     |                     |
| (Disminución) en sobregiro bancario  | (217,183)           | (41,469)            |
| (Disminución) aumento en deuda a largo plazo   | <u>(18,869,551)</u> | <u>18,869,551</u>   |
| Aumento (disminución) en anticipos de la casa matriz   | 8,014,935           | <u>(3,189,599)</u>  |
| Efectivo neto (utilizado en) provisto por actividades de financiamiento                                  | <u>(11,071,799)</u> | <u>15,638,483</u>   |
| Aumento neto en efectivo en caja y bancos  | <u>94,312</u>       | <u>10,000</u>       |
| <b>Efectivo en caja y bancos</b>   |                     |                     |
| Saldo al inicio del período  | <u>10,000</u>       | <u>-</u>            |
| Saldo al final del período   | <u>104,312</u>      | <u>10,000</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 2003 y 2002

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 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 hicieran 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 esta última fecha en que la

## Notas a los estados financieros (continuación)

sociedad está autorizada 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 2003 y el 2002 la participación del Consorcio en la producción fue del 74.2% y la participación del Estado 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.

## Notas a los estados financieros (continuación)

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 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 2003 y 2002, la participación del Consorcio en la producción fue del 50.71% y 55.22% respectivamente y la participación del Estado 49.29% y 44.78% 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.

## Notas a los estados financieros (continuación)

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 Contabilidad (NIC).

Las principales políticas de contabilidad son las siguientes:

**(a) Efectivo en caja y bancos-**

Se encuentran valuados a su valor nominal.

**(b) Cuentas por cobrar-**

Se encuentran valuadas al costo y no superan el valor recuperable.

**(c) Inventarios de materiales y repuestos-**

Los inventarios están valorados al costo promedio, los cuales no exceden el valor de mercado.

**(d) 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.

**(e) 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.

**(f) 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.

**(g) Sobregiro bancario-**

Se encuentra valuado a su valor nominal.

## Notas a los estados financieros (continuación)

**(h) Cuentas por pagar y pasivos acumulados-**

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

**(i) Provisión por capacidad de transporte no utilizada (Ship or pay)-**

La provisión por capacidad de transporte no utilizada se encuentra estimada en base a una tarifa aplicada a los barriles que no son transportados por la Compañía. (Ver Nota 10)

**(j) 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 el valor de la deuda a largo plazo.

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.

**(k) 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 con la Ley. La Compañía terceriza los empleados a través de una compañía relacionada.

**(l) 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.

**(m) Cuentas patrimoniales-**

Las cuentas patrimoniales se encuentran valoradas al costo histórico.

**(n) 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.

**(o) 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.

## Notas a los estados financieros (continuación)

**(p) 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.

**(q) 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 2002, que se presentan con propósitos comparativos.

**3. Cuentas por cobrar-**

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

|   | <u>2003</u>      | <u>2002</u>      |
|---|------------------|------------------|
| Impuesto al Valor Agregado (IVA) (Ver nota 14)      | 4,451,508        | 2,545,729        |
| Otras cuentas por cobrar                            | 760,569          | 454,250          |
| Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador | <u>143,689</u>   | <u>6,076,590</u> |
|   | <u>5,355,766</u> | <u>9,076,569</u> |

**4. Propiedad, mobiliario y equipo**

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

|                               | <u>2003</u>     | <u>2002</u>     | <u>Tasa anual de depreciación</u> |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------------------|
| Muebles de oficina            | 205,285         | 114,850         | 10%                               |
| Equipos de computación        | 158,638         | 159,532         | 20% y 33%                         |
| Equipo de telecomunicaciones  | 18,421          | 20,053          | 20%                               |
| Terrenos                      | <u>122,442</u>  | <u>-</u>        | <u>-</u>                          |
|                               | 504,786         | 294,435         |                                   |
| Menos- Depreciación acumulada | <u>(88,674)</u> | <u>(53,286)</u> |                                   |
|                               | <u>416,112</u>  | <u>241,149</u>  |                                   |

## Notas a los estados financieros (continuación)

El movimiento de la propiedad, mobiliario y equipo durante los años 2003 y 2002 fue como sigue:

|   |                 |
|---|-----------------|
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2001</b> | 104,642         |
| <b>Más (Menos)-</b>                     |                 |
| Adiciones                               | 182,319         |
| Depreciación del año                    | <u>(45,812)</u> |
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2002</b> | 241,149         |
| <b>Más (Menos)-</b>                     |                 |
| Adiciones                               | 210,351         |
| Depreciación del año                    | <u>(35,388)</u> |
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2003</b> | <u>416,112</u>  |

### 5. Inversiones de preproducción y producción

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

|                                | <u>2003</u>         | <u>2002</u>        |
|--------------------------------|---------------------|--------------------|
| Inversiones de Preproducción   | 46,025,172          | 46,025,172         |
| Inversiones de Producción      | 18,016,848          | -                  |
|                                | <u>64,042,020</u>   | <u>46,025,172</u>  |
| Menos – Amortización acumulada | <u>(12,475,876)</u> | <u>(3,689,616)</u> |
|                                | <u>51,566,144</u>   | <u>42,335,556</u>  |

El movimiento de las inversiones de preproducción y producción durante los años 2003 y 2002 fue como sigue:

|   |                    |
|---|--------------------|
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2001</b> | 40,507,398         |
| <b>Más (menos)-</b>                     |                    |
| Adiciones                               | 4,274,771          |
| Amortización del año                    | <u>(2,446,613)</u> |
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2002</b> | 42,335,556         |
| <b>Más (menos)-</b>                     |                    |
| Adiciones                               | 18,016,848         |
| Amortización del año                    | <u>(8,786,260)</u> |
| <b>Saldo al 31 de diciembre de 2003</b> | <u>51,566,144</u>  |

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

## Notas a los estados financieros (continuación)

Las inversiones de producción se amortizarán en base a unidades de producción a partir del inicio de la etapa de producción.

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002 los reportes de reservas auditados presentados por la compañía mostraban los siguientes valores (en miles de barriles de petróleo):

|                           | Campo Pata |      | Campo Palo Azul |        |
|---------------------------|------------|------|-----------------|--------|
|                           | 2003       | 2002 | 2003            | 2002   |
| Probadas desarrolladas    | 75         | 94   | 19,232          | 6,634  |
| Probadas no desarrolladas | -          | -    | 40,941          | 34,759 |

### 6. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el saldo de otros activos 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 el año terminado el 31 de diciembre de 2003 la Compañía amortizó 1,828,000 de diferencia en cambio, la cual se incluye 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 amortizó adicionalmente, al monto arriba mencionado, la totalidad de pérdida en cambio del año 1999 por aproximadamente US\$4,622,000.

### 7. Compañías relacionadas

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002 los saldos con compañías relacionadas se formaba de la siguiente manera:

|  | Por pagar (cobrar) |              |
|--|--------------------|--------------|
|  | 2003               | 2002         |
| Cayman International Exploration Company S. A. | (6,040,752)        | (4,357,716)  |
| Petromanabí S. A.                              | (3,406,398)        | (2,452,747)  |
| Petrobras Energía Ecuador – Sucursal Ecuador   | 3,487,623          | 397,880      |
| Petrobras – Energía Operaciones S. A.          | 326,972            | 559,533      |
| Petrobras Energía S. A.                        | 16,408,356         | 8,613,916    |
| World Fund Financial Services (Ver Nota 8)     | -                  | 18,869,551   |
|  | 10,775,801         | 21,630,417   |
| Menos-deuda largo plazo                        | -                  | (18,869,551) |
|  | 10,775,801         | 2,760,866    |

## Notas a los estados financieros (continuación)

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002 se efectuaron las siguientes transacciones con compañías relacionadas:

|                           | Petrobras<br>Energía<br>S. A. | Petrobras<br>Ecuador –<br>Sucursal<br>Ecuador | Petrobras<br>-Energía<br>Operacio-<br>nes S. A. | Cayman<br>Internatio-<br>nal Explo-<br>ration<br>Company<br>S. A. | Petroma-<br>nabí S. A. | Total      |
|---------------------------|-------------------------------|---|---|---|------------------------|------------|
| <b>Año 2002</b>           |                               |   |   |   |                        |            |
| Servicios recibidos       | -                             | 809,647                                       | 2,645,314                                       | 253,488   | -                      | 3,708,449  |
| Servicios prestados       | -                             | 28,829  | 19,430  | 2,036,646   | 1,357,764              | 3,442,669  |
| Pagos efectuados          | -                             | 842,278                                       | 2,637,523                                       | -   | -                      | 3,479,801  |
| Aportes recibidos         | 473,691                       | -   | -   | 102,943   | 68,628                 | 645,262    |
| Transferencias entregadas | -                             | 4,055,000                                     | 50,000  | -   | -                      | 4,105,000  |
| Transferencias recibidas  | -                             | 2,330,459                                     | 13,618  | -   | -                      | 2,344,077  |
| Otras                     | 222,605                       | -   | 143,721   | 48,176  | 661,697                | 1,076,199  |
| <b>Año 2003</b>           |                               |   |   |   |                        |            |
| Servicios recibidos       | 660,693                       | 3,926,567                                     | 3,817,598                                       | 119,156   | -                      | 8,524,014  |
| 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    |
| Aportes recibidos         | -                             | -   | -   | -   | -                      | -          |
| Transferencias entregadas | -                             | 14,554,021                                    | 215,103   | -   | -                      | 14,769,124 |
| Transferencias recibidas  | -                             | 14,339,691                                    | -   | -   | -                      | 14,339,691 |
| Intercompany (Matriz)     | 7,971,118                     | -   | -   | -   | -                      | 7,971,118  |
| Otras                     | 165,173                       | 12,952  | 2,669   | 66,409  | 44,633                 | 291,836    |

### 8. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2002, la deuda a largo plazo fue contratada con World Fund Financial Services (WFFS - compañía relacionada) el mismo que vence en noviembre del 2007 y devenga una tasa de interés anual del 13.52%.

Al 31 de diciembre de 2003 la casa matriz de la Compañía absorbió en su totalidad la deuda a largo plazo que mantenía con la World Fund Financial Services (WFFS). El acuerdo marco de financiamiento continua vigente a la fecha.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### 9. Operación del Consorcio

Mediante acuerdo ministerial No. 146 del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, el 19 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 Transport 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 acuerdo firmado con OCP establece que a partir del 10 de noviembre de 2003, las compañías que firmaron el acuerdo se comprometen a pagar la tarifa de transporte por los barriles comprometidos a transportar; transporten o no dichos barriles comprometidos .

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 de transporte para efectuarlo por el OCP.

De acuerdo con sus proyecciones la Compañía ha estimado que el valor a pagar por capacidad de transporte no utilizada será de 31,000,000 de los cuales 8,320,000 son de corto plazo. En adición en el año 2003 la Compañía canceló por este concepto 3,336,351 correspondientes a los meses de noviembre y diciembre del 2003, los cuales fueron registrados en los resultados del año.

### 11. Capital social

Al 31 de diciembre de 2003, el capital suscrito es 20,000 y el capital pagado es de 5,000. El capital está integrado por 20,000 acciones ordinarias y nominativas de un valor nominal de 1 cada una (5,000 acciones pagadas).

## Notas a los estados financieros (continuación)

### 12. 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, de la Compañía están garantizadas por sus compañías filiales.

### 13. Impuesto a la renta

#### (a) Situación fiscal-

La Compañía no ha sido fiscalizada desde su constitución (enero de 2001).

#### (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 y 2002, la Compañía tenía pérdidas fiscales amortizables en ejercicios futuros por aproximadamente y 1,752,000 y 2,451,000, respectivamente. 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 2003, la compañía amortizó pérdidas fiscales por 691,683.

#### (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 de hidrocarburos son considerados como sujetos pasivos para efectos tributarios, lo que incluye la obligación de declarar y pagar el

## Notas a los estados financieros (continuación)

impuesto a la renta. La Compañía considera 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 considera 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.

En adición, las Compañías operadoras de varios de los Consorcios que operan en el país 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 ninguna resolución por escrito.

**(f) Otros Activos**

De acuerdo con regulaciones legales vigentes (Decreto 1628 de la Superintendencia de Compañía emitido el 30 de diciembre de 1999), la Compañía para fines tributarios tomará como deducible para el año 2003 la totalidad de la pérdida en cambio generada en el año 1999 por aproximadamente 6,450,000

**(g) 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>2003</u>      | <u>2002</u>        |
|---|------------------|--------------------|
| (Pérdida) antes de provisión para       |                  |                    |
| Impuesto a la Renta                     | (23,075,409)     | (1,017,886)        |
| Mas (menos) Partidas conciliatorias-    |                  |                    |
| Diferencia en cambio                    | (5,160,079)      | -                  |
| Gastos no deducibles                    | 31,092,150       | 3,414              |
| Amortización pérdidas fiscales          | (691,683)        | -                  |
| Base imponible 25%                      | <u>2,164,979</u> | <u>(1,014,472)</u> |
| Total impuesto causado                  | 541,245          | -                  |
| Menos: Retenciones en la fuente del año | <u>(29,504)</u>  | -                  |
| Total impuesto a la renta por pagar     | <u>511,740</u>   | -                  |

## Notas a los estados financieros (continuación)

### 14. Contingencias

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, 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 7,670,000 y 3,872,000 respectivamente (1,330,000 originados mientras Cayman International Exploration Company – Sucursal Ecuador, fue operador del Consorcio y 6,340,000 (año 2003) y 2,542,000 (año 2002) originados a partir de junio de 2001, fecha en la que la Compañía fue nombrada operador del Consorcio), de los cuales 5,383,000 (año 2003) y 2,710,000 (año 2002) corresponden a la Compañía, los cuales serían sujeto de devolución al momento que se exporte el petróleo producido. 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. En mayo del 2002, el Consorcio a través de su anterior operador reclamó la devolución del IVA por 1,312,606 (918,824 correspondientes a la Compañía) la cual fue negada por el SRI por lo que se han iniciado demandas ante el Tribunal Fiscal. El SRI desde la fecha de su notificación (agosto de 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las compañías productoras y exportadoras de petróleo. A criterio de la gerencia y sus asesores legales el Consorcio tiene el derecho a la devolución del IVA, 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 del asesor legal de la Compañía, la recuperación de estos valores es medianamente probable. 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 4,334,000 (año 2003) y 2,055,000 (año 2002) (3,048,000 y 1,438,000 respectivamente corresponden a la Compañía) y en costos de producción aproximadamente 2,006,000 (año 2003) y 495,000 (año 2002) (1,404,000 y 347,000 respectivamente corresponden a la Compañía).