

Informe de los auditores independientes

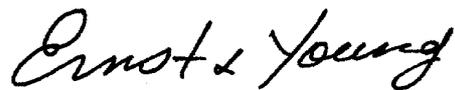
A los Accionistas de **Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A.**

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de **Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A.** (una sociedad anónima constituida en Ecuador y subsidiaria de Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd. de Islas Cayman) al 31 de diciembre de 2004 y 2003, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003. Estos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la Compañía. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestras auditorias.
2. 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, con base en las 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. En nuestra opinión, los estados financieros arriba mencionados, presentan razonablemente en todos los aspectos importantes, la situación financiera de **Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A.**, al 31 de diciembre de 2004 y 2003, 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.

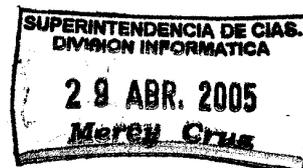


Milton A. Vásconez R.
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
11 de febrero de 2005



RNAE No. 462



Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A.

Balances generales

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresado en Dólares de E.U.A.

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Activos		
Activo corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 3)	1,550,858	1,251,361
Fondos de fideicomisos (Nota 4)	91,967,919	50,208,342
Cuentas por cobrar (Nota 5)	24,381,501	53,794,219
Gastos pagados por anticipado (Nota 6)	5,381,600	3,401,366
Inventario (Nota 7)	9,741,631	5,944,578
Total activo corriente	<u>133,023,509</u>	<u>114,599,866</u>
Vehículos, maquinaria y equipo, neto (Nota 8)	8,738,499	7,024,442
Oleoducto y facilidades, neto (Nota 9)	1,287,668,783	1,341,179,880
Otros activos (Nota 10)	10,585,644	11,302,901
Total activos	<u>1,440,016,435</u>	<u>1,474,107,089</u>
Pasivos y patrimonio del accionista		
Pasivo corriente:		
Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 12)	35,068,500	32,381,100
Cuentas por pagar (Nota 11)	77,078,314	103,249,235
Pasivos acumulados	751,412	486,639
Total pasivo corriente	<u>112,898,226</u>	<u>136,116,974</u>
Deuda a largo plazo, menos porción corriente (Nota 12)	1,298,092,500	1,307,661,000
Reserva para jubilación e indemnización	146,895	-
Patrimonio del accionista:		
Capital social (Nota 13)	55,000,000	55,000,000
Pérdidas acumuladas	(26,121,186)	(24,670,885)
Total patrimonio del accionista	<u>28,878,814</u>	<u>30,329,115</u>
Total pasivos y patrimonio del accionista	<u>1,440,016,435</u>	<u>1,474,107,089</u>

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

Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A.

Estados de resultados

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>
Ingresos por servicio de transporte (Nota 14)	274,689,478	68,031,673
Costos y gastos:		
Costos de servicio de transporte, neto de reembolso de combustible por 6,677,575 (año 2004) y 2,498,292 (año 2003), respectivamente (Nota 15)	(31,196,473)	(19,741,429)
Depreciación del oleoducto y facilidades (Nota 9)	(68,362,822)	(17,811,093)
Gastos administrativos (Nota 16)	(34,761,449)	(16,426,725)
Depreciación y amortización	(10,723,986)	(4,009,873)
Total costos y gastos	<u>(145,044,730)</u>	<u>(57,989,120)</u>
Utilidad en operación	129,644,748	10,042,553
Gastos financieros (Nota 12)	(129,038,754)	(42,466,150)
Otros (egresos) ingresos, neto (Nota 17)	(2,056,295)	7,752,712
Pérdida neta	<u>(1,450,301)</u>	<u>(24,670,885)</u>
Pérdida neta por acción	<u>0.03</u>	<u>0.45</u>

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

Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A.

Estados de cambios en el patrimonio del accionista

Por los años terminados el 31 de Diciembre de 2004 y 2003.

Expresado en Dólares de E.U.A.

	<u>Capital social</u>	<u>Pérdidas Acumula- das</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2002	55,000,000	-	55,000,000
Menos-			
Pérdida neta	-	(24,670,885)	(24,670,885)
Saldo al 31 de diciembre de 2003	<u>55,000,000</u>	<u>(24,670,885)</u>	<u>30,329,115</u>
Menos-			
Pérdida neta	-	(1,450,301)	(1,450,301)
Saldo al 31 de diciembre de 2004	<u>55,000,000</u>	<u>(26,121,186)</u>	<u>28,878,814</u>

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

Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador 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:		
Pérdida neta	(1,450,301)	(24,670,885)
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto utilizado en actividades de operación		
Depreciaciones y amortizaciones	79,086,808	19,800,414
Intereses financieros pagados	39,680,336	12,508,194
Provisión para jubilación e indemnización	146,895	-
Cambios netos en activos y pasivos-		
Disminución (aumento) en cuentas por cobrar	29,412,718	(1,564,940)
Aumento en gastos pagados por anticipado	(9,386,497)	(1,951,111)
Aumento en inventario	(3,797,053)	(5,944,578)
(Disminución) aumento en cuentas por pagar	(26,170,921)	32,640,042
Aumento en pasivos acumulados	264,773	273,013
Efectivo neto generado por actividades de operación	<u>107,786,758</u>	<u>31,090,149</u>
Flujos de efectivo por actividades de inversión:		
Adiciones a vehículos, maquinaria y equipo, neto	(4,116,327)	(6,173,555)
Aumento en oleoducto y facilidades	(14,851,725)	(436,005,878)
Aumento en otros activos	(198,196)	(1,075,677)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(19,166,248)</u>	<u>(443,255,110)</u>
Flujos de efectivo por actividades de financiamiento:		
(Disminución) aumento en fondos de fideicomisos	(41,759,577)	10,083,925
Pago de intereses financieros	(39,680,336)	(37,877,590)
(Disminución) aumento en deuda a largo plazo	(6,881,100)	440,042,100
Efectivo neto (utilizado en) generado por actividades de financiamiento	<u>(88,321,013)</u>	<u>412,248,435</u>
Aumento neto en efectivo y equivalente de efectivo	299,497	83,474
Efectivo y equivalente de efectivo		
Saldo al inicio del período	1,251,361	1,167,887
Saldo al final del período	<u>1,550,858</u>	<u>1,251,361</u>

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

Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A.

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. Operaciones

El 15 de enero de 2001, fue constituida como compañía ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S. A. (de aquí en adelante, la Compañía) y subsidiaria de Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd. (una entidad constituida en las Islas Cayman).

El 15 de febrero de 2001, la Compañía firmó un Contrato de Autorización (Contrato de Autorización) con el Gobierno Ecuatoriano (el Gobierno o el Gobierno Ecuatoriano), para la construcción y operación del oleoducto de crudos pesados (el Oleoducto o el Proyecto) en el Ecuador. Dicho contrato establece que el Gobierno Ecuatoriano no garantiza la rentabilidad u obligaciones generadas por el Proyecto con terceros, así también, especifica que ningún recurso público será comprometido durante la vida del Proyecto.

El Oleoducto fue diseñado para transportar crudo pesado desde Nueva Loja (región amazónica ecuatoriana), atravesando por las montañas andinas hasta el terminal marítimo en Esmeraldas, en la Costa del Ecuador, recorriendo una distancia de aproximadamente 500 kilómetros. La capacidad de transporte estimada es de 450,000 barriles diarios, siendo el punto de entrega el Terminal Marítimo "OCP". El sistema incluirá las facilidades necesarias para recibir, almacenar, medir, calentar, bombear, transportar, reducir presión y facilitar almacenamiento de crudo en el terminal marítimo "OCP" y en el terminal de petróleo "Amazonas", así como embarcar en los buques de carga destinados para el efecto.

Para completar la construcción del Oleoducto, la Compañía estimó originalmente una inversión de 1,200 millones. Posteriormente, la inversión estimada se incrementó a 1,466 millones (900 millones de financiamiento a través de una Línea de Crédito denominada "Senior Debt Facility" (Nota 12) y el financiamiento adicional fue provisto por las corporaciones petroleras que auspician el proyecto, incluyendo el capital social mínimo exigido por el Gobierno Ecuatoriano). El 3 de julio de 2001, la Compañía firmó un contrato "llave en mano" con Techint International Construction Corp. (Tenco) - Sucursal Ecuador denominado "Engineering, Procurement and Construction (EPC)

Notas a los estados financieros (continuación)

Contract," (en adelante "EPC Contract") que incluye íntegramente los costos de mano de obra, supervisión, administración, capacitación técnica, materiales, equipos, transporte, almacenamiento, diseño, ingeniería, adquisiciones y otros trabajos requeridos para alcanzar la construcción completa del Oleoducto.

El 23 de Agosto de 2002, el "Engineering, Procurement and Construction (EPC) Contract" fue modificado para facilitar la ejecución de un plan secuencial optimizado, diseñado para acelerar la terminación del oleoducto.

El 3 de noviembre de 2002, el volcán "El Reventador" erupcionó causando severos depósitos de material y cambios a la topografía en el área circundante a los ríos Marker y Montana, afectando el Derecho de Vía de OCP. Como resultado de la erupción, el Contratista tomó medidas para mitigar estos daños y en Febrero 3 de 2003 firmó el "Third Ammendment" al EPC, para cubrir la recuperación del proyecto en torno a la erupción del volcán. Los costos incurridos en la ruta anterior y para la recuperación de esta, fueron registrados en la cuenta "Oleoducto y Facilidades (costos diferidos del proyecto en 2002)" o declaradas como pérdidas del año 2003, de acuerdo con la naturaleza de los costos y la actividad realizada.

En Agosto 31 de 2003, Tenco alcanzó la completación mecánica, de acuerdo con el EPC. Esto indica que el sistema de transporte estaba listo para ser operado segura y legalmente. La Compañía empezó a proveer el servicio de transporte y de acuerdo al contrato completo el comisionamiento así como las pruebas de desempeño, requisito para obtener la Licencia de Operación del Gobierno Ecuatoriano.

El 10 de noviembre de 2003, el Gobierno Ecuatoriano concedió la Licencia de Operación a la Compañía, siguiendo los términos del Contrato de Autorización, con lo cual daba formalmente inicio a los 20 años del período de operación (Ver nota 2(i)). De acuerdo con el "Initial Shipper Agreement" (Acuerdo Inicial de Transporte) firmado con las corporaciones petroleras que auspician el proyecto, estas se comprometen a pagar por la capacidad de transporte del Oleoducto. La tarifa por la capacidad de transporte será calculada en función de la recuperación de los costos operativos, los costos diferidos, incluyendo intereses e incluirá una tasa de retorno sobre el capital invertido en la Compañía.

Notas a los estados financieros (continuación)

La capacidad garantizada para cada compañía petrolera es la siguiente:

	<u>Barriles diarios</u>
AEC Ecuador Ltd.	108,000
Repsol-YPF Ecuador S. A.	100,000
Petrobras Energía Ecuador (antes Pérez Companc Ecuador)	80,000
Occidental Exporation and Production Company	42,000
Perenco Ecuador Limited	20,000
	<u>350,000</u>

El número promedio de empleados de la Compañía fue de 240 en el año 2004 y 213 en el 2003. La dirección registrada de la Compañía es Avenida Amazonas y Naciones Unidas Edif. Banco La Previsora Torre A - 3er Piso, Quito - República del Ecuador.

2. Resumen de principales políticas de contabilidad

Las políticas de contabilidad que sigue la Compañía están de acuerdo con 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. 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 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) Registros contables y unidad monetaria-

Los registros contables de la Compañía se llevan en Dólares de E.U.A. que es la moneda de curso legal adoptada en el Ecuador en el año 2000.

Notas a los estados financieros (continuación)

(b) Efectivo y equivalentes de efectivo-

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen caja chica, efectivo en bancos e inversiones temporales. Las inversiones temporales corresponden principalmente a operaciones de reporto que se encuentran registrada al costo que no excede al valor de mercado y cuyo vencimiento es menor noventa días.

(c) Instrumentos Financieros

Los montos de efectivo, equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar y pasivos corrientes, se aproximan a su valor justo debido a la naturaleza corriente de estos instrumentos. El valor justo de la deuda a largo plazo fue estimado a través de un modelo para obtener el valor presente de la deuda, utilizando los desembolsos actuales y las tasas de interés establecidas y descontadas a una tasa constante ajustada al riesgo del préstamo de la Compañía. El monto del valor justo es similar al saldo actual de la deuda.

(d) Fondos de fideicomisos-

Los fideicomisos locales y el fideicomiso del exterior están registrados al valor neto obtenido de los fondos recibidos y aplicados.

(e) Cuentas por cobrar

Cargadores-

Corresponden a los valores pendientes de recuperación de los usuarios del oleoducto (Cargadores), los cuales se encuentran registrados a su valor de realización (Ver Nota 5).

Anticipos a Techint International Construction Corp.-

Los anticipos a Techint International Construction Corp. (Tenco) - Sucursal Ecuador (Nota 5) están destinados para la adquisición de materiales y equipo y serán liquidados como materiales y equipo cuando sean transferidos a la Compañía por la contratista.

Otras cuentas por cobrar-

Se encuentran registradas a su valor de realización.

(f) Gastos pagados por anticipado-

Los gastos pagados por anticipado corresponden a seguros pagados por anticipado que están registrados al costo y a intereses pagados por anticipado, que se originaron por la Línea

Notas a los estados financieros (continuación)

de Crédito "Senior Debt Facility" (Nota 6) y que están registrados al costo.

(g) Inventario-

Los materiales, repuestos y consumibles están valorados al costo promedio, el cual no excede el valor de mercado. El inventario en tránsito está valorado al costo de adquisición.

(h) Vehículos, maquinaria y equipo-

Los vehículos, maquinaria y equipo están registrados al costo histórico. Las provisiones para depreciación se cargaron como un activo diferido durante el período de construcción para ser amortizadas durante el período de operación (Nota 1). A partir del inicio del período de operación se cargan en los resultados del ejercicio. La depreciación se calcula bajo el método de línea recta y las tasas de depreciación están basadas en la vida probable de los bienes.

(i) Oleoducto y facilidades -

Oleoducto y facilidades están registrados al costo y son depreciados durante la vida del proyecto (veinte años) una vez iniciado el período de operación, por el método de línea recta, y corresponden principalmente a costos de ingeniería y gastos preoperacionales de construcción, derecho de vía y adquisición de tierras, impuestos, cargos legales y otros costos directos e indirectos del Proyecto.(Nota 9). Los costos diferidos del proyecto incluyen también costos financieros, los cuales fueron capitalizados durante la fase de construcción del Oleoducto. Las actividades planeadas de mantenimiento mayor son cargadas al gasto cuando son incurridas a menos que el mantenimiento incluya la adquisición de componentes adicionales, o reemplazo de componentes existentes, en cuyo caso dichos costos son capitalizados y diferidos. Al 31 de diciembre de 2004, el costo del oleoducto y facilidades no requieren un ajuste por deterioro ni una provisión material para retiro del oleoducto y facilidades. La Compañía ha venido cumpliendo con los respectivos requerimientos de acuerdo con lo establecido en el Plan de Manejo Ambiental y continuará monitoreando su posición con respecto a sus compromisos y obligaciones para considerarlas en el registro de las provisiones que apliquen.

(j) Otros activos-

Los otros activos corresponden principalmente a intereses pagados por anticipado en relación con la Línea de Crédito "Senior Debt Facility" que están registrados al costo histórico y se

Notas a los estados financieros (continuación)

amortizan por el método de línea recta durante el tiempo de vida de la Deuda (Nota 10).

(k) Cuentas por pagar-

Las cuentas por pagar incluyen provisiones que son reconocidas cuando la Compañía tiene una estimación razonable del monto de la obligación que debe ser cubierta, basada en eventos que han ocurrido durante el año. Las cuentas por pagar están registradas a su valor nominal.

(l) Deuda a largo plazo-

La deuda a largo plazo está registrada a su valor nominal. (Nota 12).

(m) Patrimonio del accionista-

Las cuentas del patrimonio del accionista se registran a su valor histórico.

(n) Servicio de transporte

Periodo "Ship or Pay" (Ver Nota 1)-

El ingreso es reconocido basado en la capacidad garantizada de cada usuario del oleoducto (Ver Nota 1) usando la tarifa especificada en el ISTA. Los servicios de transporte son registrados como son realizados. Los barriles adicionales a la capacidad garantizada que son transportados son registrados como ingresos y cargados a la tarifa aplicable. Bajo los términos de los ISTA's, 60 días posteriores al cierre del ejercicio fiscal, la Compañía debe presentar una Reconciliación Anual que concilie la tarifa anual facturada con los costos fijos y operativos actuales incurridos durante el año. Al 31 de Diciembre de 2004, un ajuste por 5,605,620, fue registrados contra el ingreso por servicios de transporte por este concepto. Al 31 de Diciembre de 2003, este monto no fue material.

(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.

(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.

Notas a los estados financieros (continuación)

(q) Contingencias-

Las contingencias son evaluadas como remotas, razonablemente probables o probables de acuerdo con Normas Ecuatorianas de Contabilidad. Cuando una pérdida contingente es evaluada como posible, es revelada y cuantificada junto con un rango de la pérdida potencial, cuando esta es cuantificable. Cuando una pérdida es vista como probable, es revelada y provisionada basado en el escenario más probable de la pérdida y es registrado en los estados financieros. Los activos contingentes no son reconocidos en los estados financieros pero son revelados cuando existe un beneficio económico futuro y este es probable.

3. Efectivo y equivalentes de efectivo

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

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Efectivo en caja y bancos	938,180	121,253
Operación de reporto en el Citibank con vencimiento en Enero de 2005 y 2004 respectivamente, que devenga una tasa de interés anual de 0.37% y 0.13%, respectivamente.	612,678	537,667
Certificados de depósito en el Banco de Pichincha que devengan una tasa anual de interés que oscila entre 5.5% y 6.5% con vencimientos sucesivos hasta marzo del 2004.	-	592,441
	<u>1,550,858</u>	<u>1,251,361</u>

4. Fondos de fideicomisos

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

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Fideicomiso en el exterior (1)	87,396,435	45,079,023
Fideicomiso local (2)	2,876,366	1,418,956
Otros fideicomisos (3)	1,695,118	3,710,363
	<u>91,967,919</u>	<u>50,208,342</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

- (1) La Compañía estableció un Fideicomiso ("el Fideicomiso") bajo los términos del "Senior Credit Agreement" y el "Common Security Agreement". El Fideicomiso, una entidad independiente legalmente constituida bajo las leyes de Nueva York, ha sido constituido para proveer las siguientes funciones: manejar los fondos recibidos del financiamiento del proyecto, facilitar los pagos a proveedores y prestamistas, y recibir todos los depósitos de ingresos. El acceso a los fondos mediante las "secured accounts" no está restringido a la Compañía, bajo circunstancias normales de operación. El Fiduciario está facultado a invertir los fondos asignados por el Fideicomiso y es reembolsado por los gastos incurridos. Al 31 de diciembre de 2004, el saldo incluye 34,715,961 correspondiente a la "Senior Debt Reserve Account" estipulada en la sección 4.09 del "Common Security Agreement" cuyo objetivo es garantizar la existencia de fondos disponibles para el pago de la Deuda Senior según las fechas establecidas.
- (2) Bajo los términos del "Senior Credit Agreement" y del "Common Security Agreement", se estableció un Fondo Local denominado "Fideicomiso Mercantil Bankers Trust" para el pago de ciertos costos del proyecto.
- (3) Para desarrollar ciertos proyectos de asistencia social, la Compañía estableció Fideicomisos a favor de las Comunidades de San Miguel de los Bancos, Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito, Nueva Loja, Proyecto Nono y Mantenimiento de Vías.

5. Cuentas por cobrar

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

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Cargadores (1)	18,950,189	44,446,264
Techint International Construction Corp. (Tenco) (2)	20,128	3,297,598
Anticipo a proveedores	1,614,767	5,434,116
Accionista		
Otras cuentas por cobrar	3,689,793	509,925
Depósitos en garantía	106,624	106,316
	<u>24,381,501</u>	<u>53,794,219</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las cuentas por cobrar a los cargadores se formaban de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	2004	2003
AEC Ecuador Ltd.	3,540,553	11,369,428
Repsol YPF Ecuador S.A.	5,607,698	14,632,865
Petrobras Energía Ecuador – Sucursal Ecuador	4,430,695	10,879,000
Occidental Exploration and Production Company – Ecuador Branch	3,313,307	5,535,528
Perenco Ecuador Limited – Sucursal Ecuador	819,942	2,029,443
Gerencia de Oleoducto Petroecuador (3)	1,237,994	-
	<u>18,950,189</u>	<u>44,446,264</u>

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2004 y 2003, se habían realizado las siguientes transacciones con los cargadores:

	Agip Oil Ecuador B.V.	AEC Ecuador Ltd.	Repsol YPF Ecuador S.A.	Petrobras Energía Ecuador	Occidental Exploratio n and Production Company	Perenco Ecuador Limited	Gerencia de Oleoducto Petro- ecuador	Total
Año 2004								
Servicios Provistos (ver Nota 14)	649,419	55,989,998	80,707,063	64,312,984	60,012,654	11,998,429	2,118,931	275,789,478
Reembolso de crudo (ver Nota 15)	-	1,105,309	1,979,775	1,559,690	1,744,369	288,432	-	6,677,575
Pagos recibidos	<u>(649,419)</u>	<u>(64,731,295)</u>	<u>(92,069,532)</u>	<u>(72,196,348)</u>	<u>(63,980,817)</u>	<u>(13,473,072)</u>	<u>(862,645)</u>	<u>(307,963,128)</u>
Año 2003								
Servicios Provistos (ver Nota 14)	-	16,749,800	18,617,639	10,294,400	20,606,028	1,920,517	-	68,188,384
Reembolso de crudo (ver Nota 15)	-	(764,727)	(739,744)	(584,600)	(300,295)	(108,926)	-	(2,498,292)
Pagos recibidos	<u>(15,000,000)</u>	<u>(6,145,099)</u>	<u>(4,724,518)</u>	<u>-</u>	<u>(15,370,795)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(41,240,412)</u>

(2) La Compañía, de acuerdo con el contrato denominado "Engineering Procurement and Construction (EPC)" entregó a Techint Intemational Construction Corp. (Tenco) anticipos para la construcción del Oleoducto (Nota 1), los cuales serán completamente liquidados en el año 2005.

(3) El 18 de marzo de 2004, la Compañía y Petroecuador firmaron un contrato temporal de provisión del servicio de transporte y asistencia por la emergencia generada durante la rotura del SOTE.

6. Gastos pagados por anticipado

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los gastos pagados por anticipado se formaban de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Seguros pagados por anticipado	4,690,601	2,696,250
Intereses pagados por anticipado (porción corriente) (1)	655,340	655,340
Otros	35,659	49,776
	<u>5,381,600</u>	<u>3,401,366</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2001, la Compañía pagó y reconoció intereses a una tasa de 1.25% sobre los 900 millones de la Línea de Crédito "Senior Debt Facility" (Nota 11 y 12) por un valor de 11,250,000 que se amortizan hasta el vencimiento de la Deuda. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2003, la Compañía registró 1,638,350 como costos diferidos del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Compañía registró 655,340 y 382,282 a gastos financieros, respectivamente. Los montos registrados al 31 de diciembre de 2004 y 2003 representan los valores a ser amortizados durante los años 2005 y 2004 respectivamente.

El movimiento de gastos pagados por anticipado al 31 de diciembre de 2004 y 2003 fue como sigue:

Saldo al 31 de diciembre de 2002	1,450,255
Más (menos)-	
Adiciones	3,971,664
Amortización del año	<u>(2,020,553)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2003	<u>3,401,366</u>
Más (menos)-	
Adiciones	8,676,422
Amortización del año	<u>(6,696,188)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2004	<u>5,381,600</u>

7. Inventarios

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el inventario se componía de la siguiente manera:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Materiales, repuestos y consumibles	6,835,714	3,291,981
Inventario en tránsito	<u>2,905,917</u>	<u>2,652,597</u>
	<u>9,741,631</u>	<u>5,944,578</u>

8. Vehículos, maquinaria y equipo

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los vehículos, maquinaria y equipo estaban constituidos de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	2004	2003	Tasa anual de depre- ciación
Vehículos	4,172,231	3,371,706	20, 40 y 50%
Maquinaria, equipos y herramientas	4,459,964	3,230,791	10%
Equipo de cómputo	1,300,611	1,145,844	20 y 33%
Adecuaciones y mejoras	311,567	283,096	10 y 50%
Equipos de oficina, seguridad y telecomunicaciones	1,197,223	666,305	10%
Mobiliario	563,775	522,391	10%
Activos Fijos en tránsito	1,219,224	-	-
	<u>13,224,595</u>	<u>9,220,133</u>	
Menos- depreciación acumulada	<u>4,486,096</u>	<u>2,195,691</u>	
	<u>8,738,499</u>	<u>7,024,442</u>	

El movimiento de vehículos, maquinaria y equipo al 31 de diciembre de 2004 y 2003 fue como sigue:

Saldo al 31 de diciembre de 2002	2,174,811
Más (menos)-	
Adiciones netas	6,173,555
Depreciación del año	<u>(1,323,924)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2003	<u>7,024,442</u>
Más (menos)-	
Adiciones netas de retiros	4,004,462
Depreciación del año,	<u>(2,290,405)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2004	<u>8,738,499</u>

9. Oleoducto y facilidades

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el oleoducto y facilidades estaban constituidos de la siguiente manera:

	2004	2003
Contrato de costos de ingeniería, abastecimiento y construcción	884,681,753	879,281,132
Impuesto al Valor Agregado (IVA), impuestos, cargos legales y otros (1)	182,626,645	179,150,814
Llenado de la línea de crudo	62,008,200	62,008,200
Derecho de vía y adquisición de tierras	34,969,672	31,380,154
Honorarios legales y de consultoría	4,785,154	4,785,154
Gerenciamiento del proyecto y administración	47,105,537	46,482,338
Relaciones comunitarias	23,067,217	21,369,310
Protección al medio ambiente	5,738,536	5,763,909
Intereses de la deuda, costos financieros y otros	116,195,622	116,196,432
Otros cargos	12,664,362	12,573,530
	<u>1,373,842,698</u>	<u>1,358,990,973</u>
Menos - Depreciación Acumulada	<u>(86,173,915)</u>	<u>(17,811,093)</u>
	<u>1,287,668,783</u>	<u>1,341,179,880</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

(1) El 3 de Enero de 2002, el gerente general de la Corporación Aduanera Ecuatoriana (CAE) dejó sin efecto su decisión previa mediante la cual autorizaba a la importación de equipo y materiales que componen el Oleoducto bajo el concepto de "unidad funcional". La Compañía de acuerdo con dicha autorización, efectuó algunas importaciones declarando sus bienes bajo el concepto de "unidad funcional" y pagando una tarifa del 5% sobre el valor de los bienes adquiridos. Para las siguientes importaciones la Compañía ha pagado la tarifa arancelaria correspondiente a esas importaciones. La Compañía y sus asesores legales estiman que la decisión inicial autorizando el concepto de unidad funcional era la apropiada de acuerdo a la Ley y reversarla posteriormente era inapropiado. La Compañía ha efectuado una petición formal a las autoridades competentes para mantener y hacer cumplir la decisión original de pago como "unidad funcional". Sin embargo, la Compañía pagó la primera garantía por 789,167 y siguiendo el consejo de los asesores legales, al 31 de Diciembre de 2004 la Compañía ha provisionado aproximadamente 3,240,000, como monto que será desembolsado considerando el pago de las garantías faltantes sin ningún cargo adicional. A su vez, Techint ha efectuado un reclamo en contra de la CAE revocando la decisión número 17 en la cual se autorizó la importación de los equipos y materiales que forman parte del oleoducto bajo el concepto de unidad funcional.

El Oleoducto y facilidades fueron amortizados a partir del 1 de Septiembre de 2003 (período de comisionamiento) durante 2 meses bajo el método de unidades de producción y por el período de operación del proyecto (240 meses) basado en el método de línea recta. Para efectos fiscales, el Oleoducto y facilidades se amortizan en 240 meses por el método de línea recta a partir de Noviembre 11 de 2003 (fecha en la cual el Gobierno Ecuatoriano emitió el Permiso de Operación).

El movimiento de Oleoducto y Facilidades por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003, fueron como sigue:

Saldo al 31 de diciembre de 2002	<u>897,304,940</u>
Más (menos)-	
Adiciones	461,686,033
Depreciación del año	<u>(17,811,093)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2003	<u>1,341,179,880</u>
Más (menos)-	
Adiciones	14,851,725
Depreciación del año	<u>(68,362,822)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2004	<u>1,287,668,783</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

La Compañía capitalizó intereses hasta el 1 de septiembre de 2003, fecha en que se consideró que el oleoducto estaba sustancialmente listo para ser operado. Desde esa fecha hasta Noviembre 10 de 2003, cuando el gobierno emitió la Licencia de Operación, el oleoducto empezó a transportar barriles de crudo de sus principales clientes. La tarifa por "Ship or Pay" empezó a ser aplicada a partir de Noviembre 10 de 2003 coincidiendo con la obtención de la Licencia de Operación.

10. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los otros activos estaban constituidos de la siguiente manera:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Intereses anticipados, neto (1)	8,300,971	8,956,311
Gastos de constitución, neto	620,710	789,995
Programas de computación	1,562,102	1,485,662
Otros	101,861	70,933
	<u>10,585,644</u>	<u>11,302,901</u>

(1) Corresponden a intereses pagados por anticipado de la Línea de Crédito "Senior Debt Facility" (Notas 6 y 12) y que se amortizan usando el método de línea recta hasta el vencimiento de la Deuda.

11. 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>
Accionista (1)	44,639,324	41,166,837
Provisiones	19,898,921	48,486,267
Proveedores	2,655,391	7,074,814
Impuestos por pagar	5,031,850	6,521,317
Intereses por pagar Deuda Senior	3,912,367	-
Otros	940,461	-
Total	<u>77,078,314</u>	<u>103,249,235</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 los saldos con el accionista se formaba de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	Por Pagar (Cobrar)	
	2004	2003
Intereses por pagar (2)	44,639,324	55,837,648
Fondos a ser reembolsados	-	(14,670,811)
Total	44,639,324	41,166,837

(2) Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los intereses por pagar corresponden a intereses financieros originados por la Deuda Subordinada (Ver Nota 12)

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, se habían efectuado las siguientes transacciones con el accionista.

	2004	2003
Intereses por pagar	44,639,324	55,837,648
Fondos entregados	16,784,077	2,788,153
Fondos recibidos	2,017,102	1,537,733

12. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la deuda a largo plazo se formaba de la siguiente manera:

	2004	2003
Deuda Senior (1)	867,618,900	900,000,000
Deuda Subordinada (2)	465,542,100	440,042,100
	1,333,161,000	1,340,042,100
Menos - Porción corriente de la Senior Debt	35,068,500	32,381,100
	1,298,092,500	1,307,661,000

(1) Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 la Deuda Senior corresponde a desembolsos por 900 millones el cual consta de dos partes, Tramo A y Tramo B, de la siguiente manera:

Tramo A-

Saldo al 31 de diciembre de 2003	590,000,000
Menos-	
Pagos de Capital	(32,381,100)
Porción corriente	(35,068,500)
Saldo al 31 de diciembre de 2004	522,550,400

Notas a los estados financieros (continuación)

La tasa de interés flotante es LIBOR más el margen aplicable. Al 31 de Diciembre de 2004 y 2003, las tasas de interés promedio fueron 2.7134% y 2.3763%, respectivamente.

Tramo B-

El Tramo B por 310,000,000 será pagado después que el Tramo A sea totalmente pagado. La tasa fija corresponde a la tasa "base swap rate" a la fecha del desembolso más el margen aplicable, de acuerdo con los términos definidos en el "Senior Credit Agreement". Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las tasas de interés fueron de 7.5320% y 7.5775%, respectivamente.

Los préstamos del Tramo A son mantenidos por un sindicato internacional de bancos comerciales. Los préstamos del Tramo B son mantenidos por un grupo de inversionistas institucionales. El vencimiento final de la deuda es el 1 de Diciembre de 2018. El interés es pagadero semestralmente. El uso o pago de la tarifa bajo los términos del ISTA, fue diseñado para cubrir todo el servicio de la deuda y otros costos relacionados con el endeudamiento. Una garantía incondicional de desempeño acordada entre su casa matriz (Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd.) y las compañías auspiciantes de las afiliadas del proyecto garantizan sus obligaciones sobre la base de su contrato individual y en forma proporcional a su participación.

Los vencimientos anuales de la deuda se detallan a continuación:

<u>Año</u>	<u>Valor</u>
2005	35,068,500
2006	37,979,100
2007	41,130,900
2008	44,544,600
2009	48,241,800
2010 en adelante	680,654,000

- (2) Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la deuda Subordinada representa las transferencias, provistas por las compañías auspiciantes del proyecto a través de Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd., que fueron recibidas desde Enero 7, 2003 a Diciembre 15, 2004 devengando una tasa de interés que oscila entre el 18% y 21% y esta sujeta a la retención de impuesto a la renta conforme la Ley de Régimen Tributario Interno. Los fondos recibidos fueron requeridos para completar el financiamiento del monto total estimado del costo del proyecto.

Notas a los estados financieros (continuación)

Por el año terminado el 31 de Diciembre de 2003 la Compañía activo intereses como parte del Oleoducto y Facilidades (como "Intereses de deuda, seguros y otros costos relacionados" Ver Nota 9) en un monto de 57,129,144. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 la Compañía registro intereses financieros en el estado de resultados adjuntos por 129,038,754 y 42,466,150, respectivamente.

13. Capital social

Al 31 de diciembre del 2004 y 2003, el capital social estaba constituido por 55,000,000 acciones ordinarias y nominativas con un valor de 1 cada una totalmente pagadas.

14. Ingresos por servicios de transporte

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los ingresos por servicio de transporte se formaban de la siguiente manera:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Servicios de transporte (1)	275,789,478	68,188,384
Participación del Estado (2)	(1,100,000)	(156,711)
	<u>274,689,478</u>	<u>68,031,673</u>

(1) Los ingresos por servicios de transporte incluyen, los barriles transportados durante el periodo de comisionamiento a la tarifa establecida en el ISTA. Para los años 2004 y 2003, el ingreso incluye servicio de transporte generado durante el periodo "Ship or Pay" el cual es registrado basado en la capacidad garantizada de cada cliente a la tasa aplicables del ISTA y ajuste de calidad por 682,739 y 682,221, respectivamente (Ver Nota 5).

(2) Bajo los términos especificados en el Contrato de Autorización, el gobierno ecuatoriano recibirá al final de cada año durante los primeros quince años del periodo de operación una regalía equivalente a 1,100,000

En Diciembre de 2004, bajo los términos de los ISTA's firmados por los Cargadores, la Compañía liquidó la tarifa facturada con la Reconciliación Anual la cual reconcilia la tarifa anual facturada con los costos financieros y operativos incurridos durante el año. Al 31 de diciembre de 2004 un ajuste por 5,605,620 fue registrado en los ingresos por servicios de transporte por este concepto.

La recuperación de los servicios de transporte facturados está garantizada de acuerdo con los términos establecidos en el ISTA.

Notas a los estados financieros (continuación)

15. Costo de servicio de transporte

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 los costos de servicio de transporte incurridos durante el período de operación se componían de la siguiente manera:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Mantenimiento	11,619,154	8,393,929
Energía	4,662,854	344,382
Salarios y beneficios	7,021,893	3,924,804
Costo de combustible	7,178,753	4,758,810
Reembolsos de combustible (Ver Nota 5)	(6,677,575)	(2,498,292)
Otros gastos	7,391,394	4,817,796
	<u>31,196,473</u>	<u>19,741,429</u>

16. Gastos administrativos

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

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Salarios y beneficios	9,301,858	3,761,774
Honorarios y servicios	6,113,194	3,652,088
Impuestos	4,680,967	2,863,824
Seguridad	6,372,355	2,759,790
Gastos de oficina	2,793,677	1,143,228
Otros gastos	5,499,398	2,246,021
	<u>34,761,449</u>	<u>16,426,725</u>

17. Otros (egresos) ingresos

Al 31 de diciembre de 2003, los otros ingresos se formaban de la siguiente manera:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Opción de Pago de Agip (1)	-	15,000,000
Pérdida por erupción volcánica (2)	-	(9,679,349)
Ingreso de seguros de la erupción volcánica (2)	-	2,400,000
Intereses	898,304	578,679
Cómisiones pagadas	(2,914,444)	(565,370)
Otros, neto	(40,155)	18,752
	<u>(2,056,295)</u>	<u>7,752,712</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

(1) El 27 de Junio de 2003, Agip Oleoducto de Crudos Pesados B. V. comunicó a la Casa Matriz de la Compañía su decisión de terminar unilateralmente el ISTA. De acuerdo con las cláusulas especificadas en el ISTA, AGIP tenía el derecho de terminar este acuerdo, anticipando de este hecho a la Compañía y previo el pago de una multa equivalente a \$15 millones. La fecha efectiva de terminación del acuerdo, en la cual se recibió el pago de la multa fue Julio 7 de 2003.

(2) Ver Nota 22.

18. Impuesto a la renta

(a) Situación fiscal-

La Compañía no ha sido fiscalizada desde su constitución (15 de enero de 2001).

(b) Tasa de impuesto-

El impuesto a la renta se calcula a una tasa del 25% sobre las utilidades tributables. 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 efectúen 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) Conciliación del resultado contable-tributario-

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las partidas que principalmente afectaron la pérdida contable para la determinación de la utilidad gravable de la Compañía, fueron las siguientes:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Pérdida neta antes de provisión para impuesto a la renta	(1,450,301)	(24,670,885)
Más (menos):		
Ingresos no gravables ocasionados por contraposición de NEC's y la normativa tributaria ecuatoriana vigente	(1,883,238)	-
Gastos no deducibles en el ejercicio	1,192,856	25,404,700
Ingresos exentos	-	(2,400,000)
Pérdida tributaria neta	<u>(2,140,883)</u>	<u>(1,666,185)</u>
Provisión para impuesto a la renta	<u>-</u>	<u>-</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

(e) **Reforma del reglamento de la ley de Régimen Tributario Interno**

En suplemento al Registro Oficial No. 494 del 31 de diciembre de 2004, se emitieron reformas al reglamento para la aplicación de la ley de Régimen Tributario Interno al precio de transferencia. Con estas reformas se pretende evitar la transferencia de beneficios en forma encubierta a países con reducidas tasas tributarias, las siguientes son las reformas incluidas:

- 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

19. **Reserva para jubilación e indemnización**

(a) **Reserva para jubilación-**

Mediante resolución publicada en Registro Oficial No. 421 del 28 de enero de 1983, la Corte Suprema de Justicia dispuso que los trabajadores tienen derecho a la jubilación patronal, mencionada en el Código del Trabajo, sin perjuicio de la que les corresponda según la Ley de Seguro Social Obligatorio. De conformidad con lo que menciona el Código del Trabajo, los empleados que por veinticinco años o más hubieren prestado servicios continuada o interrumpidamente, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores. Adicionalmente, los empleados que a la fecha de su despido hubieren cumplido veinte años, y menos de veinte y

Notas a los estados financieros (continuación)

cinco años de trabajo continuada o interrumpidamente, tendrán derecho a la parte proporcional de dicha jubilación.

Con fecha 2 de julio del 2001 en el Suplemento del Registro Oficial No. 359 se publicó la reforma al Art. 219 del Código del Trabajo, mediante el cual se aprobaron los montos mínimos mensuales por pensiones jubilares.

Al 31 de diciembre de 2004, la Compañía registró en los resultados del año 104,224 por concepto de jubilación patronal, cubriendo el 100% de la reserva necesaria al 31 de diciembre de 2004, según el estudio actuarial. Al 31 de diciembre de 2003, de acuerdo con Normas Ecuatorianas de Contabilidad, la Compañía no había efectuado provisión alguna por este concepto, en adición, dichos valores no fueron materiales.

(b) Reserva para indemnización-

De acuerdo con el Código de Trabajo, la Compañía tiene un pasivo por indemnizaciones con los empleados que se separen bajo ciertas circunstancias. Una parte de este pasivo probablemente no será exigible por la separación voluntaria de algunos empleados. Al 31 de diciembre de 2004, la Compañía tiene una reserva para indemnización de 42,670, siendo el pasivo máximo al 31 de diciembre de 2004 y 2003 de aproximadamente 1,744,000 y 1,273,000, respectivamente.

La Compañía tiene la política de registrar las indemnizaciones en los resultados del año en que se incurren.

20. Participación a trabajadores

De acuerdo con las disposiciones vigentes en el Ecuador, la participación a trabajadores es del 15% de la base imponible y es registrada en el período en el que se incurre.

21. Garantías

Para garantizar el desempeño de ciertas obligaciones en favor del Gobierno Ecuatoriano, la Compañía ha entregado las siguientes garantías que son incondicionales, irrevocables, de cobro inmediato y renovables automáticamente:

(a) Garantía Ambiental-

La Compañía proporcionó una garantía en favor del Gobierno Ecuatoriano (ejecutable si no se renueva) por 50,000,000 para asegurar el cumplimiento de indemnizaciones ambientales en el caso de que durante la construcción u operación del Oleoducto

Notas a los estados financieros (continuación)

se causen daños ambientales, de los cuales la Compañía sea responsable.

(b) Garantía de Operación-

Antes del inicio de las operaciones, la Compañía deberá proporcionar una garantía al Gobierno Ecuatoriano por 50,000,000, para asegurar el pago de las indemnizaciones por daños que podrían generarse como resultado de una deficiencia en la capacidad de transporte del Oleoducto a ser liquidados en las condiciones y montos preestablecidos en el Contrato.

El 14 de noviembre de 2003, de acuerdo con el Contrato para construir y operar el Oleoducto, se dejó sin efecto una garantía que cubría la oportuna finalización de la construcción por 73,010,000.

22. Contingencias

El 3 de noviembre de 2002, el volcán El Reventador erupcionó causando depósitos masivos de material y cambios a la topografía en el área de los ríos Marker y Montana, afectando al Derecho de Vía del oleoducto. Como consecuencia la Compañía decidió en el transcurso del año 2003, por razones técnicas y de seguridad, cambiar la ruta del oleoducto en el área del volcán. Por lo tanto, todos los costos incurridos en la ruta anterior y para la recuperación del proyecto por un monto de 9,679,349 fueron declarados como pérdidas en el año 2003. La Compañía ha presentado reclamos contra la compañía de seguros. Al 31 de diciembre de 2003, la compañía de seguros ha acordado efectuar pagos por indemnizaciones por un total de 2,400,000, los cuales han sido registrados como otros ingresos en el estado de resultados adjunto. Durante el año 2004, la Compañía ha recuperado la mayor parte del pago previo acordado. La Compañía estima que pagos adicionales relacionados con este reclamo serán efectuados en años futuros.