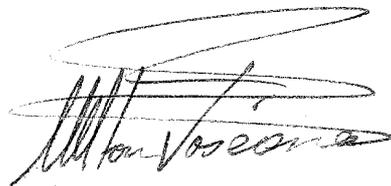


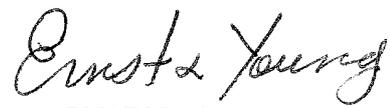
## Informe de los auditores independientes

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 2003 y 2002, 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 2003 y 2002. 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 auditoria generalmente aceptadas en el Ecuador. Estas normas requieren que una auditoria sea diseñada y realizada para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen errores importantes. Una auditoria 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 2003 y 2002, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador.



Milton A. Vásquez R.  
RNCPA No. 21.195



RNAE No. 462

Quito, Ecuador  
27 de febrero de 2004

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

### Balances generales

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002

Expresado en Dólares de E.U.A.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
<b>Activos</b>		
<b>Activo corrientes:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 3)	1,251,361	1,167,887
Fondos de fideicomisos (Nota 4)	50,208,342	60,292,267
Cuentas por cobrar (Nota 5)	53,794,219	65,649,669
Gastos pagados por anticipado (Nota 6)	3,401,366	1,450,255
Inventario (Nota 7)	5,944,578	-
<b>Total activo corriente</b>	<u>114,599,866</u>	<u>128,560,078</u>
<b>Vehículos, maquinaria y equipo, neto (Nota 8)</b>	7,024,442	2,174,811
<b>Oleoducto y facilidades (Costos diferidos del proyecto en 2002) (Nota 9)</b>	1,341,179,880	897,304,940
<b>Otros activos (Nota 10)</b>	11,302,901	11,203,382
<b>Total activos</b>	<u>1,474,107,089</u>	<u>1,039,243,211</u>
<b>Pasivos y patrimonio del accionista</b>		
<b>Pasivo corriente:</b>		
Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 12)	32,381,100	-
Cuentas por pagar (Nota 11)	103,249,235	84,029,585
Pasivos acumulados	486,639	213,626
<b>Total pasivo corriente</b>	<u>136,116,974</u>	<u>84,243,211</u>
<b>Deuda a largo plazo, menos porción corriente (Nota 12)</b>	1,307,661,000	900,000,000
<b>Patrimonio del accionista:</b>		
Capital social (Nota 13)	55,000,000	55,000,000
Pérdida del ejercicio	(24,670,885)	-
<b>Total patrimonio del accionista</b>	<u>30,329,115</u>	<u>55,000,000</u>
<b>Total pasivos y patrimonio del accionista</b>	<u>1,474,107,089</u>	<u>1,039,243,211</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 2003 y 2002

Expresado en Dólares de E.U.A.

	Nota	<u>2003</u>	<u>2002</u>
<b>Ingresos por servicio de transporte</b> (Nota 14)		68,031,673	-
<b>Costos y gastos:</b>			
Costos de servicio de transporte, neto de reembolso de combustible por 2,498,292 (Nota 15)		(19,741,429)	-
Amortización del oleoducto y facilidades (Nota 9)		(17,811,093)	-
Gastos administrativos (Nota 16)		(16,426,725)	-
Depreciación y amortización		(4,009,873)	-
<b>Total costos y gastos</b>		<u>(57,989,120)</u>	-
<b>Utilidad en operación</b>		10,042,553	-
Gastos financieros (Nota 12)		(42,466,150)	-
Otros ingresos, neto (Nota 17)		7,752,712	-
<b>Pérdida neta</b>		<u>(24,670,885)</u>	-
<b>Pérdida neta por acción</b>		<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 2003 y 2002.

Expresado en Dólares de E.U.A.

	<u>Capital social</u>	<u>Pérdida del año</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2001 y 2002	55,000,000	-	55,000,000
<b>Menos-</b>			
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>

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 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>		
<b>Pérdida neta</b>	(24,670,885)	-
<b>Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto utilizado en actividades de operación</b>		
Depreciación	918,001	-
Amortización	20,902,965	-
Intereses financieros pagados	12,508,194	-
<b>Cambios netos en activos y pasivos-</b>		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar	(1,564,940)	24,241,201
(Aumento) disminución en gastos pagados por anticipado	(3,971,663)	273,562
Aumento en inventario	(5,944,578)	-
Aumento en cuentas por pagar	46,569,660	55,592,139
Aumento en pasivos acumulados	273,013	163,160
(Disminución) aumento en compañías relacionadas	(13,929,618)	13,929,618
<b>Efectivo neto generado (utilizado en) por actividades de operación</b>	<u>31,090,149</u>	<u>94,199,680</u>
<b>Flujos de efectivo por actividades de inversión:</b>		
Adiciones a Vehículos, maquinaria y equipo, neto	(6,173,555)	(1,202,402)
Aumento en oleoducto y facilidades (costos diferidos del proyecto en 2002)	(436,005,878)	(746,137,135)
(Aumento) disminución en otros activos	(1,075,677)	1,790,189
<b>Efectivo neto provisto en actividades de inversión</b>	<u>(443,255,110)</u>	<u>(745,549,348)</u>
<b>Flujos de efectivo por actividades de financiamiento:</b>		
(Disminución) aumento en fondos de fideicomisos	10,083,925	(50,843,472)
Pago de intereses financieros	(37,877,590)	(37,387,768)
Aumento en deuda a largo plazo	440,042,100	740,000,000
<b>Efectivo neto generado por actividades de financiamiento</b>	<u>412,248,435</u>	<u>651,768,760</u>
<b>Aumento neto en efectivo en caja y bancos e inversión temporal</b>	83,474	419,092
<b>Efectivo en caja y bancos e inversiones temporales</b>		
Saldo al inicio del período	1,167,887	748,795
Saldo al final del período	<u>1,251,361</u>	<u>1,167,887</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 2003 y 2002

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) Contract," (en adelante "EPC Contract") que incluye íntegramente los

## Notas a los estados financieros (continuación)

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. Por razones técnicas y de seguridad, la ruta del oleoducto fue modificada en el área 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 del costo 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 Transportation 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. La capacidad garantizada para cada compañía petrolera es la siguiente:

## Notas a los estados financieros (continuación)

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

El número promedio de empleados de la Compañía fue de 213 en el año 2003 y 93 en el 2002. 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.

Durante el año 2002, se emitieron diez nuevas Normas Ecuatorianas de Contabilidad ( NEC ), relacionadas con la contabilización de inversiones, estados financieros consolidados, combinación de negocios, operaciones descontinuadas, utilidad por acción, activos intangibles, provisiones y activos y pasivos contingentes, deterioro del valor de los activos y contabilización de subsidios del Gobierno. Dichas normas son similares a las correspondientes Normas Internacionales de Contabilidad ( NIC ) y están en vigencia a partir de enero de 2002, excepto por la norma de contabilidad relacionada con la consolidación de estados financieros cuya fecha efectiva es enero de 2003. En el futuro se planea adoptar todas las Normas Internacionales de Contabilidad, sin embargo en aquellas situaciones específicas que no estén consideradas por las NEC, se recomienda que las NIC provean los lineamientos a seguirse como principios de contabilidad en el Ecuador.

La adopción de estos nuevos principios de contabilidad para la preparación de los estados financieros adjuntos, no difieren

## Notas a los estados financieros (continuación)

significativamente de aquellos usados en la preparación de los estados financieros de años anteriores.

Los estados financieros adjuntos han sido preparados de acuerdo con las NEC y principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador y pueden diferir de aquellos emitidos de acuerdo con las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC).

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.

**(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 noventa días o menos.

**(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 (shippers) al 31 de diciembre de 2003, los cuales se encuentran registrados a su valor de realización (Ver Nota 5).

## Notas a los estados financieros (continuación)

### **Otras cuentas por cobrar-**

Se encuentran registradas a su valor de realización.

### **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.

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

### **(g) Inventario**

El inventario está valorado 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 (Costos diferidos del proyecto en 2002)-**

Oleoducto y facilidades (costos diferidos del proyecto en 2002) están registrados al costo y serán amortizados 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 han sido capitalizados durante la fase de

## Notas a los estados financieros (continuación)

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 2003, el costo del oleoducto y facilidades no requieren un ajuste por deterioro ni una provisión para retiro del oleoducto y facilidades.

**(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 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**

**Período de Comisionamiento (Ver Nota 1)-**

Durante el comisionamiento, el ingreso fue reconocido basado en los barriles transportados aplicando la tarifa especificada en el ISTA.

**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.

## Notas a los estados financieros (continuación)

**(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.

**(q) Contingencias-**

Las contingencias son evaluadas como remotas, posibles 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 2003 y 2002, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo se formaba de la siguiente manera:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Efectivo en caja y bancos	121,253	577,402
Operación de reporto en el Citibank con vencimiento en Enero de 2004 y 2003 respectivamente, que devenga una tasa de interés anual de 0.13% y 0.27%, respectivamente.	537,667	542,507
Inversión en libras esterlinas (£29,895) en cuenta stand-by del Citibank Puerto Rico	-	47,978
Certificados de depósito en el Banco de Pichincha que devengan una tasa anual de interés que oscila entre 5.5% a 6.50% con vencimientos hasta marzo del 2004.	592,441	-
	<u>1,251,361</u>	<u>1,167,887</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

### 4. Fondos de fideicomisos

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

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Fideicomiso en el exterior (1)	45,079,023	57,592,485
Fideicomiso local (2)	1,418,956	957,881
Otros fideicomisos (3)	3,710,363	1,741,901
	<u>50,208,342</u>	<u>60,292,267</u>

(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 lo 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.

(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 los Comunidades de San Miguel de los Bancos, Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Nueva Loja.

### 5. 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>
Cargadores (1)	44,446,264	-
Techint International Construction Corp. (Tenco) (2)	3,297,598	47,201,183
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd. - Casa Matriz (3)	-	13,420,390
Anticipo a proveedores	5,434,116	4,649,770
Otras cuentas por cobrar	509,925	266,777
Depósitos en garantía	106,316	111,549
	<u>53,794,219</u>	<u>65,649,669</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

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

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
AEC Ecuador Ltd.	11,369,428	-
Repsol YPF Ecuador S.A.	14,632,865	-
Petrobras Energía Ecuador – Sucursal Ecuador	10,879,000	-
Occidental Exploration and Production Company – Ecuador Branch	5,535,528	-
Perenco Ecuador Limited – Sucursal Ecuador	2,029,443	-
	<u>44,446,264</u>	<u>-</u>

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

	<u>Agip Oil</u>	<u>AEC</u>	<u>Repsol</u>	<u>Petrobras</u>	<u>Occidental</u>	<u>Perenco</u>	<u>Total</u>
	<u>Ecuador</u>	<u>Ecuador</u>	<u>YPF</u>	<u>Energía</u>	<u>Exploration</u>	<u>Ecuador</u>	
	<u>B.V.</u>	<u>Ltd.</u>	<u>Ecuador</u>	<u>Ecuador</u>	<u>and</u>	<u>Limited</u>	
	<u>S.A.</u>	<u>S.A.</u>	<u>S.A.</u>	<u>Company</u>	<u>Production</u>	<u>Company</u>	
Servicios entregados	-	16,749,800	18,617,639	10,294,400	20,606,028	1,920,517	68,188,384
Reembolsos de combustible	-	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>(41,240,412)</u>

(2) La Compañía, de acuerdo con el contrato denominado "Engineering Procurement and Construction (EPC)" entregó a Techint International Construction Corp. (Tenco) anticipos para la construcción del Oleoducto (Nota 1), los cuales fueron devengados en Enero de 2004.

### 6. Gastos pagados por anticipado

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, los gastos pagados por anticipado se formaban de la siguiente manera:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Seguros pagados por anticipado	2,696,250	794,915
Intereses pagados por anticipado (porción corriente) (1)	655,340	655,340
Otros	49,776	-
	<u>3,401,366</u>	<u>1,450,255</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

(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 los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002, la Compañía ha registrado 1,638,500 y 983,010, respectivamente, como costos de proyecto diferidos y cargó 382,202 a gastos financieros durante el año 2003. Los montos registrados al 31 de diciembre de 2003 y 2002 representan los valores a ser amortizados durante los años 2004 y 2003 respectivamente.

### 7. Inventarios

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, el inventario se componía de la siguiente manera:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Materiales, repuestos y consumibles	3,065,052	-
Inventario en tránsito	2,652,597	-
Otros	226,929	-
	<u>5,944,578</u>	<u>-</u>

### 8. Vehículos, maquinaria y equipo

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, los vehículos, maquinaria y equipo estaban constituidos de la siguiente manera:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>Tasa anual de depre- ciación</u>
Vehículos	3,371,706	1,406,927	20, 40 y 50%
Maquinaria, equipos y herramientas	3,230,791	-	
Equipo de cómputo	1,145,844	746,942	20 y 33%
Adecuaciones y mejoras	283,096	247,320	10 y 50%
Equipos de oficina, seguridad y telecomunicaciones	666,305	295,240	10%
Mobiliario	522,391	350,149	10%
	<u>9,220,133</u>	<u>3,046,578</u>	
<b>Menos- depreciación acumulada</b>	<u>2,195,691</u>	<u>871,767</u>	
	<u>7,024,442</u>	<u>2,174,811</u>	

El movimiento del mobiliario, vehículos y equipo al 31 de diciembre de 2003 y 2002 fue como sigue:

## Notas a los estados financieros (continuación)

<b>Saldo al 31 de diciembre de 2001</b>	1,628,276
<b>Más (menos)-</b>	
Adiciones netas	1,202,402
Depreciación del año	<u>(655,867)</u>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2002</b>	2,174,811
<b>Más (menos)-</b>	
Adiciones netas	6,173,555
Depreciación del año	<u>(1,323,924)</u>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2003</b>	<u>7,024,442</u>

### 9. Oleoducto y facilidades (Costos diferidos del proyecto en 2002)

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, los costos diferidos del proyecto estaban constituidos de la siguiente manera:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Contrato de costos de ingeniería, abastecimiento y construcción	879,281,132	638,231,350
Impuesto al Valor Agregado (IVA), impuestos, cargos legales y otros (1)	179,150,814	119,659,203
Llenado de la línea de crudo	62,008,200	-
Derecho de vía y adquisición de tierras	31,380,154	30,584,911
Honorarios legales y de consultoría	4,785,154	21,102,561
Gerenciamiento del proyecto y administración	46,482,338	30,719,532
Relaciones comunitarias	21,369,310	9,940,020
Protección al medio ambiente	5,763,909	4,257,384
Intereses de la deuda, costos financieros y otros	116,196,432	38,938,096
Otros cargos	12,573,530	3,871,883
	<u>1,358,990,973</u>	<u>897,304,940</u>
Menos - Depreciación Acumulada	<u>(17,811,093)</u>	<u>-</u>
	<u>1,341,179,880</u>	<u>897,304,940</u>

(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

## Notas a los estados financieros (continuación)

a las autoridades competentes para mantener y hacer cumplir la decisión original de pago como "unidad funcional". El monto en disputa es aproximadamente 4,500,000. Los asesores legales estiman que la posición de la Compañía tiene sólidos argumentos para obtener una sentencia favorable.

El Oleoducto y facilidades (costos diferidos del proyecto en 2002) serán amortizados durante la vida de la etapa de operación del proyecto (242 meses, incluyendo dos meses del período de comisionamiento) basado en el método de línea recta, a partir de Septiembre 1 de 2003. Para efectos fiscales, el Oleoducto y facilidades (costos diferidos del proyecto en 2002) se amortizarán 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 (costos diferidos del proyecto en 2002) por los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2002, fueron como sigue:

<b>Saldo al 31 de Diciembre de 2001</b>	112,979,467
<b>Más -</b>	
Adiciones	784,325,473
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2002</b>	<u>897,304,940</u>
<b>Más (menos)-</b>	
Adiciones	461,686,033
Amortización del año	<u>(17,811,093)</u>
<b>Saldo al 31 de diciembre del 2003</b>	<u>1,341,179,880</u>

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 2003 y 2002, los otros activos estaban constituidos de la siguiente manera:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Intereses anticipados (1)	8,956,311	9,611,650
Gastos de constitución	789,995	864,423
Programas de computación	1,485,662	618,167
Otros	70,933	109,142
	<u>11,302,901</u>	<u>11,203,382</u>

## Notas a los estados financieros (continuación)

(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 2003 y 2002, las cuentas por pagar se formaban de la siguiente manera:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Accionista (1)	41,166,837	-
Provisiones	48,486,267	52,447,538
Proveedores	7,074,814	28,201,732
Impuestos por pagar	6,521,317	3,380,315
Total	<u>103,249,235</u>	<u>84,029,585</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2003 y 2002 los saldos con el accionista se formaban de la siguiente manera:

	<u>Por Pagar (Cobrar)</u>	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Intereses por pagar (2)	55,837,648	-
Gastos a ser reembolsados	(14,670,811)	(13,420,390)
Total	<u>41,166,837</u>	<u>13,420,390</u>

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

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, se habían efectuado las siguientes transacciones con el accionista.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Intereses por pagar	55,837,648	-
Fondos entregados	2,788,153	15,467,351
Fondos recibidos	1,537,733	1,537,733

### 12. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, la deuda a largo plazo se formaba de la siguiente manera:

## Notas a los estados financieros (continuación)

	2003	2002
Senior Debt (1)	900,000,000	900,000,000
Subordinated Debt (2)	440,042,100	-
	<u>1,340,042,100</u>	<u>900,000,000</u>
Menos – Porción corriente de la Senior Debt	32,381,100	-
	<u>1,307,661,000</u>	<u>900,000,000</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2003 y 2002 la Deuda Senior corresponde a desembolsos por 900 millones, de la Línea de Crédito "Senior Debt Facility", la cual se compone de dos tramos: Tramo A y Tramo B, de la siguiente manera:

### Tramo A-

Fecha	Tasas de interés	Desembolsos
Agosto 15, 2001	LIBOR + 1.125 *	63,000,000
Octubre 26, 2001	LIBOR + 1.125 *	32,000,000
Noviembre 16, 2001	LIBOR + 1.125 *	8,000,000
Diciembre 21, 2001	LIBOR + 1.125 *	17,000,000
Febrero 1, 2002	LIBOR + 1.125 *	380,711,739
Febrero 5, 2002	LIBOR + 1.125 *	76,169,567
Febrero 8, 2002	LIBOR + 1.125 *	2,655,409
Mayo 3, 2002	LIBOR + 1.125 *	8,463,285
Julio 1, 2002	LIBOR + 1.125 *	2,000,000
	Saldo al 31 de Diciembre de 2003	590,000,000
	Menos- Porción corriente	(21,227,610)
	Saldo al 31 de Diciembre de 2003	<u>568,772,390</u>

(\*) Tasa de interés flotante es LIBOR más el margen aplicable. Al 31 de Diciembre de 2003 y 2002, las tasas de interés efectivas promedio fueron de 2.3763% y 3.0738%, respectivamente.

### Tramo B-

Fecha	Tasas de interés	Desembolsos
Noviembre 26, 2001	7.4280% **	40,000,000
Enero 2, 2002	7.9150% **	40,000,000
Febrero 1, 2002	7.6890% **	115,000,000
Julio 1, 2002	7.2780% **	115,000,000
	Saldo al 31 de Diciembre de 2002	310,000,000
	Menos- Porción corriente	(11,153,490)
	Saldo al 31 de Diciembre de 2003	<u>298,846,510</u>

(\*\*) 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 2003 y 2002, las tasas de interés efectivas promedio fueron de 7.5775%.

## Notas a los estados financieros (continuación)

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>	
2004	32,381,100
2005	35,068,500
2006	37,979,100
2007	41,130,900
2008 en adelante	<u>753,440,400</u>

- (2) Al 31 de diciembre de 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 a Julio de 2003 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

Por el año terminado el 31 de Diciembre de 2003 la Compañía activó intereses como parte del Oleoducto y Facilidades (costos diferidos del proyecto en el 2002) (como "Intereses de deuda, seguros y otros costos relacionados" Ver Nota 9) en un monto de 57,129,144 y registró intereses financieros en el estado de resultados adjuntos por 42,466,150.

### 13. Capital social

Al 31 de diciembre del 2003 y 2002, el capital social estaba constituido por 55,000,000 acciones ordinarias y nominativas con un valor de 1 cada una totalmente pagadas.

## Notas a los estados financieros (continuación)

### 14. Ingresos por servicios de transporte

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

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Servicios de transporte (1)	68,188,384	-
Participación del Estado (2)	(156,711)	-
	<u>68,031,673</u>	<u>-</u>

(1) Los ingresos por servicios de transporte incluyen, los barriles transportados durante el período de comisionamiento a la tarifa establecida en el ISTA, servicio de transporte generado durante el período "Ship or Pay" el cual es registrado basado en la capacidad garantizada de cada cliente a la tasa aplicable del ISTA; y, ajuste de calidad por 682,221 (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 período de operación una regalía equivalente a 1,100,000

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

### 15. Costo de servicio de transporte

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

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Mantenimiento	8,393,929	-
Energía eléctrica	4,514,626	-
Salarios y beneficios	3,924,804	-
Costo de combustible	588,566	-
Reembolsos de combustible (Ver Nota 5)	(2,498,292)	-
Otros gastos	4,817,796	-
	<u>19,741,429</u>	<u>-</u>

### 16. Gastos administrativos

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

## Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Salarios y beneficios	3,761,774	-
Honorarios y servicios	6,127,311	-
Otros gastos	6,537,641	-
	<u>16,426,725</u>	<u>-</u>

### 17. Otros ingresos

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

	<u>2003</u>	<u>2002</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	578,679	-
Comisiones pagadas	(565,370)	-
Otros, neto	18,752	-
	<u>7,752,712</u>	<u>-</u>

(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 (a).

### 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

## Notas a los estados financieros (continuación)

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 2003, las partidas que principalmente afectaron la utilidad contable para la determinación de la utilidad gravable de la Compañía, fueron las siguientes:

	<u>2003</u>
<b>Pérdida neta antes de provisión para impuesto a la renta</b>	(24,670,885)
<b>Más (menos):</b>	
Gastos no deducibles en el ejercicio	25,404,700
Ingresos exentos	<u>(2,400,000)</u>
Pérdida tributaria neta	<u>(1,666,185)</u>
<b>Provisión para impuesto a la renta</b>	<u>-</u>

### 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 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.

## Notas a los estados financieros (continuación)

Al 31 de diciembre de 2003 y 2002, de acuerdo con Normas Ecuatorianas de Contabilidad, la Compañía no había efectuado provisión alguna por este concepto, en adición, dichos valores no son significativos.

**(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 2003 y 2002, la Compañía no había efectuado provisión alguna por este concepto siendo el pasivo máximo de aproximadamente 1,273,000 y 733,000, 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 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.

## Notas a los estados financieros (continuación)

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

- (a) 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. La Compañía estima que pagos adicionales relacionados con este reclamo serán efectuados durante el año 2004.
- (b) Tenco continúa realizando actividades limitadas actividades relacionadas con la completación, cierre final y remediación. La Compañía ha provisionado, pagado o está revisando pagar las facturas relacionadas y los reclamos recibidos de Tenco, los cuales están especificados en el EPC y se encuentran adecuadamente soportados. La Compañía ha recibido ciertos reclamos e indicaciones de posibles aseveraciones de reclamos adicionales de Tenco relacionados con el EPC, sobre los cuales la Compañía está disputando sobre sus montos y sus obligaciones. Basados en estas discusiones con Tenco, la Compañía ha provisionado un valor de 25,000,000 más Impuesto al Valor Agregado, como reserva para una posible resolución a estos reclamos.