

Informe de los auditores independientes

A los Accionistas de **Grantmining S. A.**:

1. Hemos auditado el balance general adjunto de **Grantmining S. A.** (una sociedad anónima constituida en el Ecuador y subsidiaria de **Grantham Resources Inc.** de Canadá) al 31 de diciembre de 2005, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. Dichos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la Compañía. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Los estados financieros de **Grantmining S. A.**, al 31 de diciembre de 2004 y por el año terminado en esa fecha, fueron auditados por otros auditores, cuyo informe de fecha 21 de febrero de 2005, tiene una opinión sin salvedades y contiene un párrafo adicional de incertidumbre relacionado con la recuperación de las cuentas por cobrar por concepto del Impuesto al Valor Agregado (IVA) que mantiene **Petrobell Inc. - Sucursal Ecuador** (la Contratista que opera el Campo Marginal Tigüino, y de la cual la Compañía participa en el 30%) con el Servicio de Rentas Internas (SRI).
2. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en el Ecuador. Estas normas requieren que una auditoría sea diseñada y realizada para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen errores importantes. Una auditoría incluye el examen, a base de pruebas, de la evidencia que soporta las cantidades y revelaciones presentadas en los estados financieros. Incluye también la evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones importantes hechas por la gerencia de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestra auditoría provee 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 **Grantmining S. A.** al 31 de diciembre de 2005, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Ecuador.
4. Como se menciona en la Nota 17 (I) a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre de 2005, **Petrobell Inc. - Sucursal Ecuador** que es el operador del campo marginal Tigüino en el cual la Compañía participa con un 30%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente US\$11,242,000 (US\$3,372,600 corresponden a la Compañía), los que serían sujeto de devolución una vez exportado el petróleo producido. Los acontecimientos relacionados con la devolución del IVA se detallan a continuación: (a) En agosto de 2001, otras compañías que producen y exportan petróleo fueron notificadas por el SRI de que el IVA no sería devuelto, fundamentando su decisión en el hecho que según su criterio, el IVA ya fue considerado por las compañías petroleras al determinar las participaciones en la producción de petróleo. El SRI desde la fecha de su notificación (agosto de 2001) no ha devuelto ningún valor por este

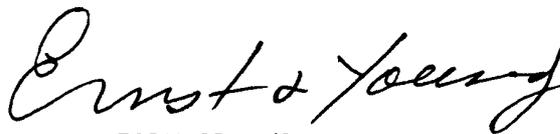
Informe de los auditores independientes (Continuación)

concepto a las compañías productoras y exportadoras de petróleo (b) Con fecha 1 de Julio de 2004 se expidió el laudo del arbitraje internacional que una de las compañías petroleras mantiene contra el Estado Ecuatoriano por este concepto, estableciéndose que este último debe reembolsar el IVA respectivo; el Estado Ecuatoriano impugnó dicho laudo (c) El Tribunal Fiscal ha emitido sentencias a otras compañías productoras y exportadoras de petróleo reconociendo la devolución del impuesto únicamente por los valores equivalentes que excedían de la tasa de IVA (originalmente 10%) ya que asevera que el 10% del impuesto se encuentra incorporado en las participaciones del contrato (d) Con fecha 11 de Agosto de 2004 el Congreso Nacional del Ecuador expidió una ley interpretativa sobre el IVA, estableciendo que el reintegro de dicho impuesto no es aplicable a la actividad petrolera puesto que el petróleo no se lo fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos. A criterio de la gerencia, la Compañía tiene el derecho a la devolución del IVA, ya sea por parte del SRI o renegociando su participación en la producción de petróleo, por cuanto al momento de establecerse las participaciones en la producción de petróleo, la exportación de bienes y la prestación de servicios no se encontraban gravadas con IVA. A la fecha, la Contratista que opera el campo marginal Tigüino no ha presentado reclamo formal alguno ante la Administración Tributaria. A la fecha de este informe la resolución de este asunto es incierta, así como de la forma en la cual será liquidada la cuenta por cobrar por concepto de IVA, arriba mencionada en caso de que fuera total o parcialmente negada por el SRI.

5. Como se explica en la Nota 17 (II) a los estados financieros adjuntos, como resultado de los informes de Auditoría sobre Inversiones, Costos y Gastos realizados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) a la Contratista que opera el Campo Marginal Tigüino (de la cual la compañía participa en el 30%) por los años 2002, 2003 y 2004, la DNH objetó entre otras cosas lo siguiente: (a) intereses financieros generados en los años 2003 y 2004 por préstamos concedidos por compañías relacionadas por aproximadamente US\$10,639,000 (US\$7,869,000 corresponden a años anteriores) (b) deducibilidad del gasto por seguro de precio en la venta petróleo crudo por los años 2003 y 2004 por aproximadamente US\$2,157,000 (totalidad años anteriores). La Contratista ha impugnado parcialmente los resultados de dichas auditorías ante el Ministerio de Energía. De acuerdo con la opinión de la gerencia de la Contratista y sus asesores legales, ha obtenido resultados favorables en los años 2002 y 2003 acogiéndose al derecho de Silencio Administrativo estipulado en la Ley Ecuatoriana. En cuanto a los resultados del año 2004, la Gerencia considera que el Consorcio tiene suficientes argumentos legales para soportar su posición. Adicionalmente, el Servicio de Rentas Internas, deberá ratificar cada uno de los asuntos incluidos en el informe de la DNH y que tienen carácter estrictamente tributario. Sin embargo, considerando la actual coyuntura política, existiría un riesgo razonablemente posible para el Consorcio de no obtener una resolución final favorable a sus intereses, por lo que a la fecha el

Informe de los auditores independientes (Continuación)

resultado final es incierto. En caso de que la resolución de esta contingencia no sea favorable a los intereses del Consorcio, el impuesto a la renta estaría subestimado en aproximadamente US\$3,095,000 (US\$2,506,000 años anteriores) (correspondientes a la Compañía US\$928,000 (US\$751,000 a años anteriores)) y la participación a trabajadores (solamente año 2005) estaría subestimada en aproximadamente US\$ 415,000 (US\$124,000 correspondientes a la Compañía).



RNAE No. 462



Milton A. Vásquez R.
RNCPA No. 21.195

Quito, Ecuador
13 de Febrero de 2006

Grantmining S. A.

Balances generales

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Activo			
Activo corriente			
Efectivo en bancos		26,363	25,047
Cuentas por cobrar	3	652,373	110,992
Inventarios	4	220,870	213,144
Total del activo corriente		899,606	349,183
Equipos y mejoras, netos	5	21,996	25,089
Inversiones de exploración y producción, netas	6	6,435,528	5,521,616
Total activo		7,357,130	5,895,888
Pasivo y patrimonio de los accionistas			
Pasivo corriente			
Cuentas por pagar		54,746	52,173
Pasivos acumulados	7	928,827	289,984
Compañías relacionadas	8	-	669,921
Total pasivo corriente		983,573	1,012,078
Pasivo no corriente			
Deuda a largo plazo	9	5,490,224	4,800,000
Provisión por costos de abandono		50,298	-
Total pasivo no corriente		5,540,522	4,800,000
Patrimonio de los accionistas			
Capital social	11	3,200	3,200
Aportes para futuras capitalizaciones		800,000	800,000
Reserva de capital	12	25,962	25,962
Utilidades retenidas (Déficit acumulado)		3,873	(745,352)
Total patrimonio de los accionistas		833,035	83,810
Total pasivo y patrimonio de los accionistas		7,357,130	5,895,888

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

Grantmining S. A.

Estados de resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2005 y 2004

Expresados en Dólares de E.U.A.

	Nota	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Ingresos operacionales-			
Ingresos por producción de petróleo	2 (j)	8,822,732	6,418,469
Ingresos por tarifa por reembolso de costos – curva base	2 (j)	596,504	569,024
Total ingresos operacionales		<u>9,419,236</u>	<u>6,987,493</u>
Costos de operación-			
Costos de producción		3,485,690	1,613,949
Amortizaciones y depreciaciones	6 y 7	3,277,634	2,971,256
Gastos generales y administrativos	14	1,105,030	1,048,961
Transporte de crudo y comercialización		572,561	516,920
Total costos de operación		<u>8,440,915</u>	<u>6,151,086</u>
Utilidad en operación		<u>978,321</u>	<u>836,407</u>
Otros egresos			
Gastos financieros	9	465,625	643,229
Otros, neto		(2,269)	6,257
Total otros egresos		<u>463,356</u>	<u>649,486</u>
Utilidad neta antes de provisión para participación a trabajadores e impuesto a la renta		<u>514,965</u>	<u>186,921</u>
Provisión para participación a trabajadores	2 (m)	77,385	-
Utilidad neta antes de provisión para impuesto a la renta		<u>437,580</u>	<u>186,921</u>
Provisión para impuesto a la renta	15 (d)	109,629	58,472
Utilidad neta		<u>327,951</u>	<u>128,449</u>
Utilidad neta por acción		<u>102.48</u>	<u>40.14</u>

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

Grantmining S. A.

Estados de cambios en el patrimonio de los accionistas

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2005 y 2004

Expresados en Dólares de E.U.A.

	<u>Capital social</u>	<u>Aportes para futuras capitalizaciones</u>	<u>Reserva de capital</u>	<u>Reserva legal</u>	<u>(Déficit acumulado) Utilidades retenidas</u>	
					<u>Utilidades por aplicar (Pérdidas acumuladas)</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2003	3,200	800,000	25,962	19,918	(893,719)	(873,801)
Más-						
Utilidad neta	-	-	-	-	128,449	128,449
Saldo al 31 de diciembre de 2004	3,200	800,000	25,962	19,918	(765,270)	(745,352)
Más-						
Utilidad neta	-	-	-	-	327,951	327,951
Ajustes a periodos anteriores (Ver Nota 13)	-	-	-	-	421,274	421,274
Saldo al 31 de diciembre de 2005	3,200	800,000	25,962	19,918	(16,045)	3,873

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

Grantmining S. A.

Estados de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2005 y 2004

Expresados en Dólares de E.U.A.

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Flujos de efectivo de actividades de operación:		
Utilidad neta	327,951	128,449
Ajustes a períodos anteriores	421,274	-
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto generado por actividades de operación		
Amortización, agotamiento y depreciación	3,277,634	2,971,256
Ajustes amortización acumulada	(518,492)	-
Aumento en provisión por costos de abandono	50,298	-
Ajustes para conciliar la utilidad neta	<u>3,558,665</u>	<u>3,099,705</u>
Cambios netos en activos y pasivos-		
(Aumento) en cuentas por cobrar	(541,381)	(108,109)
(Aumento) Disminución en inventarios	(7,726)	73,266
(Disminución) Aumento en compañías relacionadas	(669,921)	507,454
Aumento (Disminución) en cuentas por pagar	2,573	(6,234,695)
Aumento en pasivos acumulados	638,843	259,852
Efectivo neto generado por (utilizado en) actividades de operación	<u>2,981,053</u>	<u>(2,402,527)</u>
Flujos de efectivo de actividades de inversión:		
Aumento en inversiones de exploración y producción	<u>(3,669,961)</u>	<u>(573,585)</u>
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:		
Aumento en deuda a largo plazo	690,224	3,000,000
Aumento neto en efectivo en bancos	<u>1,316</u>	<u>23,888</u>
Efectivo en bancos		
Saldo al inicio del año	25,047	1,159
Saldo al final del año	<u>26,363</u>	<u>25,047</u>

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

Grantmining S. A.

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004

Expresadas en Dólares de E.U.A.

1. Operaciones

La Compañía fue constituida en la ciudad de Quito mediante escritura pública el 13 de junio de 1996. La actividad principal de la compañía es la exploración y explotación de hidrocarburos en el campo marginal Tigüino.

El 10 de diciembre de 1999, el Consorcio (originalmente constituido por Grantmining S. A., Ingeniería Ambiental y Ecología S. A. (IECONSA), Cementaciones Petroleras Venezolanas S. A. (CPVEN) y Petróleos Colombianos Limited – Petrocol Sucursal Ecuador, que luego de varias cesiones de derechos, estas fueron transferidas a las compañías que actualmente forman el Consorcio) en el que la Sucursal participa con el 70%, firmó con la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador, Petroecuador un Contrato para la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos en el campo marginal Tigüino en un área de 25,000 hectáreas en el Oriente Ecuatoriano, el cual fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 7 de Enero del 2000.

Los socios del mencionado Consorcio se detallan a continuación:

	<u>Participación</u>
Grantmining S. A.	30%
Petrobell Inc. - Sucursal Ecuador (compañía relacionada)	<u>70%</u>

En dicho contrato, se establece que el Estado Ecuatoriano y Petroecuador no asumen riesgo alguno de exploración y explotación. La producción de petróleo crudo será distribuida entre el Consorcio y el Estado Ecuatoriano, de acuerdo a los porcentajes establecidos. Las inversiones, costos y gastos requeridos para la explotación del crudo, corren por cuenta del Consorcio.

El período de explotación, rige hasta el 10 de diciembre del 2019, pudiendo ser prorrogable siempre y cuando convenga a los intereses del Estado. Al término del período de explotación el Consorcio entregará a Petroecuador sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos, obras de infraestructura y demás

Notas a los estados financieros (continuación)

muebles e inmuebles que hubiesen sido adquiridos para los fines del contrato.

Los principales aspectos del contrato antes mencionado son los siguientes:

El Consorcio tiene derecho exclusivo a ejecutar, por su cuenta y riesgo, las actividades de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en el área del campo marginal Tigüino, invirtiendo los capitales y utilizando el personal, los equipos, maquinarias y tecnología necesarios para su cabal cumplimiento, a cambio de lo cual recibe, como participación los siguientes porcentajes de la producción fiscalizada:

Año 2005:

Enero - Febrero

<u>Producción</u>	<u>Participación</u>
Hasta 1,206 barriles diarios (Curva Base)	0%
Desde 1,207 hasta 1,706 barriles diarios	64%
Desde 1,707 hasta 3,618 barriles diarios (300% Curva Base)	54%
Mayor a 3,618 barriles diarios (más de 300% Curva Base)	49%

Marzo - Diciembre

<u>Producción</u>	<u>Participación</u>
Hasta 1,063 barriles diarios (Curva Base)	0%
Desde 1,064 hasta 1,563 barriles diarios	64%
Desde 1,564 hasta 3,189 barriles diarios (300% Curva Base)	54%
Mayor a 3,189 barriles diarios (más de 300% Curva Base)	49%

Año 2004:

Enero - Febrero

<u>Producción</u>	<u>Participación</u>
Hasta 1,368 barriles diarios (Curva Base)	0%
Desde 1,369 hasta 1,868 barriles diarios	64%
Desde 1,869 hasta 4,104 barriles diarios (300% Curva Base)	54%
Mayor a 4,104 barriles diarios (más de 300% Curva Base)	49%

Marzo - Diciembre

<u>Producción</u>	<u>Participación</u>
Hasta 1,206 barriles diarios (Curva Base)	0%
Desde 1,207 hasta 1,706 barriles diarios	64%
Desde 1,707 hasta 3,618 barriles diarios (300% Curva Base)	54%
Mayor a 3,618 barriles diarios (más 300% Curva Base)	49%

Las participaciones promedio del Consorcio en la producción incremental por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2004 y 2005 fueron del 53 %, y la participación del Estado 47% respectivamente.

Adicionalmente, el Consorcio recibirá de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, una tarifa por barril extraído de 3.10 correspondiente al reembolso de costos de operaciones de la curva base de producción. Esta tarifa debe ajustarse por un índice de inflación anual, de acuerdo con las condiciones establecidas en el contrato.

Mediante acuerdo ministerial No.158 expedido por el Ministerio de Energía y Minas el 12 de junio de 2001 se constituye a Petrobell Inc. – Sucursal Ecuador como la operadora del campo marginal Tigüino.

La dirección registrada de la compañía es Foch No. 265 y Av. 6 de Diciembre, Edificio Sonelsa, 5to. piso.

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 Información Financiera (NIIF) provean los lineamientos a seguirse como principios de contabilidad en el Ecuador.

Notas a los estados financieros (continuación)

Los estados financieros adjuntos han sido preparados de acuerdo con las NEC y principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador y pueden diferir de aquellos emitidos de acuerdo con las NIIF.

Las principales políticas de contabilidad son las siguientes:

- (a) **Efectivo en bancos-**
Se encuentra registrado a su valor nominal.
- (b) **Cuentas por cobrar-**
Se encuentran valuadas al costo y no superan el valor recuperable.
- (c) **Inventarios-**
Los inventarios de materiales y repuestos están valorados al costo promedio el cual no excede el valor de mercado, excepto inventarios en tránsito que están al valor de adquisición.
- (d) **Equipos y mejoras-**
Se encuentran valorados a su costo de adquisición menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. Para la depreciación de los equipos y mejoras se utiliza el método de la línea recta, calculada proporcionalmente a la vida útil estimada. El valor de los equipos y mejoras, considerados en su conjunto no supera su valor recuperable.
- (e) **Inversiones de exploración y producción-**
Se encuentran valoradas a su costo de adquisición y se amortizan de acuerdo con el método de unidades de producción, aplicando el ratio de crudo producido a las áreas con reservas probadas desarrolladas de petróleo al inicio del año, sin considerar el monto de reservas de curva base de petróleo comprometidas contractualmente hasta el año en el cual se estima se explotarán las reservas existentes a la fecha de cálculo, las cuales fueron certificadas por peritos independientes.
- (f) **Cuentas por pagar y pasivos acumulados-**
Se encuentran valuadas al costo y no superan la estimación confiable del monto de la obligación.
- (g) **Compañías relacionadas-**
Se encuentran valuadas a su valor nominal.

(h) Deuda a largo plazo-

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

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

(i) Cuentas del patrimonio de los accionistas-

Se encuentran valuadas a su valor nominal.

(j) Ingresos por producción de petróleo-

Los ingresos de la Compañía están formados de la siguiente manera:

- Recupero de costos de operación que corresponden a un valor fijo (ajustado por un índice de precios) por barril entregado a Petroecuador, definido por la curva base de producción.
- Ingresos registrados con base en la participación a la producción de crudo sobre el exceso de la curva base, calculada al precio de venta, de acuerdo con los porcentajes establecidos en el contrato.

Petroecuador está obligada a liquidar anualmente las cantidades correspondientes a la curva base y producción incremental. Los posibles efectos que surjan de dichas liquidaciones son contabilizadas en el año que sean aceptados por el Consorcio.

(k) Costos y gastos-

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

(l) Impuesto a la renta-

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

(m) Participación a trabajadores-

La participación a trabajadores se carga a los resultados del año y se calcula aplicando el 15% sobre la utilidad impositiva de acuerdo con la ley. El Consorcio terceriza sus empleados a través de una compañía relacionada. No obstante las utilidades

Notas a los estados financieros (continuación)

generadas por el Consorcio son distribuidas entre los empleados que la generan.

(n) Registros contables y unidad monetaria-

Los registros contables de la Compañía se llevan en Dólares de E.U.A., y de acuerdo con el Reglamento de Contabilidad de Costos para los Contratos para la Explotación de petróleo crudo y Exploración Adicional de Hidrocarburos en Campos Marginales, establecido por el Decreto Ejecutivo No. 1322 publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 299.

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

Se han efectuado ciertas modificaciones en la clasificación de los estados financieros al 31 de diciembre del 2004, que se presentan con propósitos comparativos.

3. Cuentas por cobrar

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004, las cuentas por cobrar se formaban de la siguiente manera:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Impuesto al Valor Agregado	30,270	30,903
Compañías relacionadas (Ver Nota 8)	622,103	80,089
	<u>652,373</u>	<u>110,992</u>

4. Inventarios

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004, los inventarios se formaban de la siguiente manera:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Tubería y cabezales	50,769	187,286
Lubricantes y combustibles	41,797	25,579
Inventario en tránsito	128,304	279
	<u>220,870</u>	<u>213,144</u>

5. Equipos y mejoras

El saldo de equipos y mejoras al 31 de diciembre de 2005 y 2004, estaba formado de la siguiente manera:

Notas a los estados financieros (continuación)

	<u>2005</u>	<u>2004</u>	Tasa anual de deprecia- ción
Equipo de oficina	3,833	3,833	10%
Equipo de comunicaciones	3,301	3,301	10%
Equipo de computación	10,526	10,526	33%
Mejoras en propiedades arrendadas	22,488	22,488	10%
	<u>40,148</u>	<u>40,148</u>	
Menos- Depreciación acumulada	<u>(18,152)</u>	<u>(15,059)</u>	
	<u>21,996</u>	<u>25,089</u>	

Los movimientos de equipos y mejoras durante los años 2004 y 2005 fueron como sigue:

Saldo al 31 de diciembre de 2003	32,759
Menos- Depreciación del año.	<u>(7,670)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2004	25,089
Menos- Depreciación del año.	<u>(3,093)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2005	<u>21,996</u>

6. Inversiones de exploración y producción

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004, las inversiones de exploración y producción se formaban de la siguiente manera:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Perforación	14,610,329	11,898,265
Facilidades de producción y equipamiento	2,307,588	1,741,091
Completación	1,840,589	1,449,189
Geología y geofísica	182,797	182,797
	<u>18,941,303</u>	<u>15,271,342</u>
Menos – Amortización acumulada	<u>(12,505,775)</u>	<u>(9,749,726)</u>
	<u>6,435,528</u>	<u>5,521,616</u>

Los movimientos de las inversiones de exploración y producción durante los años 2005 y 2004 fueron como sigue:

Notas a los estados financieros (continuación)

Saldo al 31 de diciembre de 2003	7,911,617
Más (Menos)-	
Adiciones	573,585
Amortización del año	<u>(2,963,586)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2004	5,521,616
Más (Menos)-	
Adiciones	3,669,961
Amortización del año	<u>(3,274,541)</u>
Ajustes a períodos anteriores (Ver Nota 13)	518,492
Saldo al 31 de diciembre de 2005	<u>6,435,528</u>

Las inversiones de exploración y producción se amortizan de acuerdo con el método de unidades de producción, aplicando el ratio de crudo producido a las áreas con reservas probadas desarrolladas de petróleo al inicio del año, sin considerar el monto de reservas de curva base de petróleo comprometidas contractualmente hasta el año en el cual se estima se explotarán las reservas existentes a la fecha de cálculo (año 2012), las cuales fueron certificadas por peritos independientes.

Al 1 de enero de 2005, las reservas de petróleo del Consorcio del estudio realizado por peritos independientes internacionales mostraban el siguiente valor (en miles de barriles de petróleo):

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Reservas probadas	5,686	5,052
Reservas probadas desarrolladas	<u>4,943</u>	<u>4,159</u>

Hasta la fecha de emisión del informe de auditores independientes, la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) no ha emitido una certificación sobre el monto de dichas reservas.

7. Pasivos acumulados

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004, los pasivos acumulados se formaban de la siguiente manera:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Intereses por pagar	673,832	266,266
Impuesto a la renta por pagar (1)	177,610	23,718
Participación a trabajadores por pagar	<u>77,385</u>	<u>-</u>
	<u>928,827</u>	<u>289,984</u>

Notas a los estados financieros (continuación)

(1) Incluye impuesto a la renta por pagar de años anteriores por aproximadamente 97,000. (Ver Nota 13).

8. Compañías relacionadas

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004, el saldo con compañías relacionadas se formaba de la siguiente manera:

	<u>Por pagar (cobrar)</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
HR Financial Services Inc.	5,490,224	4,800,000
Petrobell Inc. - Sucursal Ecuador	(622,103)	(77,381)
Petrobell Inc.	-	637,841
Río Alto Resources Internacional	-	2,050
Río Alto Exploración S. A.	-	30,030
HR Financial Services Inc.	-	(2,708)
	<u>4,868,121</u>	<u>5,389,832</u>
Más (Menos)-		
Deuda a largo plazo (Ver Nota 9)	(5,490,224)	(4,800,000)
Cuenta por cobrar (Ver Nota 3)	622,103	80,089
	<u>-</u>	<u>669,921</u>

Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2005 y 2004 se efectuaron las siguientes transacciones con compañías relacionadas:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Préstamos y fondos recibidos	2,363,994	3,000,000
Intereses generados sobre préstamos	442,320	221,880
Intereses por pagar	(442,320)	(221,880)
Servicios recibidos	1,039,062	786,750
Pagos efectuados	(3,924,767)	(116,829)

Las transacciones de la Compañía con compañías relacionadas del exterior, se encuentran a valores de mercado, tal como se menciona en la Nota 15 (e).

9. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004, la deuda a largo plazo correspondía a préstamos sucesivos recibidos de HR Financial Services Inc. (compañía relacionada), de acuerdo a un convenio de crédito suscrito entre las partes el 2 de septiembre de 2002 por un valor máximo de

Notas a los estados financieros (continuación)

50,000,000 con vencimientos de noviembre de 2007 a diciembre de 2008.

El movimiento durante los años 2005 y 2004 de la deuda a largo plazo fueron como sigue:

Saldo al 31 de diciembre de 2003	1,800,000
Más-	
Préstamos recibidos	3,000,000
	<hr/>
Saldo al 31 de diciembre de 2004	4,800,000
Más-	
Préstamos recibidos	690,224
	<hr/>
Saldo al 31 de diciembre de 2005	<u>5,490,224</u>

Estos préstamos devengan tasas de interés que oscilan entre 8,03% y 11.19%. Estos créditos se encuentran registrados en el Banco Central del Ecuador a las tasas máximas permitidas de acuerdo la ley a la fecha de ingreso del efectivo al país. Los préstamos no se encuentran garantizados.

10. Contratos de Prestación de Servicios con compañías relacionadas

(a) Contrato de prestación de servicios de administración, servicios financieros y control de gestión-

Con fecha 1 de septiembre de 2004 la operadora del campo marginal Tigüino (Petrobell Inc. – Sucursal Ecuador) suscribió un contrato con Petróleos del Pacífico – Pacifpetrol S. A., para la prestación de servicios de administración, financieros y control de gestión, tales como pago y liquidación de servicios básicos, gestión y tramitación de reclamos, suministros, administración de los contratos de arriendo, entre otros. El contrato tiene una duración de 2 años y es prorrogable de acuerdo a la voluntad de las partes.

El precio pactado por dichos servicios entre las partes en términos anuales fue de aproximadamente 700,000

Por el periodo de 4 meses terminado el 31 de diciembre de 2004 y por el año terminado al 31 de diciembre de 2005 la Compañía canceló por este concepto 61,756 y 21,100 respectivamente.

(b) Contrato de Servicios Gestión Gerencial-

Con fecha 1 de septiembre de 2004 la operadora del campo marginal Tigüino (Petrobell Inc. – Sucursal Ecuador) suscribió un contrato de prestación de servicios de direccionamiento y gerencia con Petróleos del Pacífico – Pacifpetrol S. A., el cual tiene una duración de 2 años y es prorrogable de acuerdo a la voluntad de las partes.

El precio pactado entre las partes por este servicio en términos anuales fue de aproximadamente 964,000.

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2004 y 2005, la Compañía canceló por este concepto aproximadamente 96,429 y 289,286, respectivamente.

(c) Contrato de prestación de servicios de personal -

Con fecha 1 de octubre de 2004 la operadora del campo marginal Tigüino (Petrobell Inc. – Sucursal Ecuador) suscribió con Petropenínsula S. A. un contrato de provisión de servicios de personal a cambio del cual recibirá un honorario equivalente al 5% del monto total de la nómina de personal provisto. El contrato tiene una vigencia de dos años y prorrogable de acuerdo a la voluntad de las partes. Petropenínsula S.A. mantendrá en forma única y exclusiva la relación laboral con el personal utilizado objeto de este contrato.

Por los años terminados el 31 de diciembre del 2004 y 2005, la Compañía ha cancelado por este concepto aproximadamente 17,700 y 241,800, respectivamente.

11. Capital social

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004 el capital pagado de la Compañía era de 3,200 integrado por 3,200 acciones ordinarias y nominativas de un valor nominal de 1 cada una totalmente pagadas.

12. Reserva de capital

El saldo de reserva de capital no podrá distribuirse como utilidades ni utilizarse para pagar el capital suscrito y no pagado, pero podrá ser capitalizado en la parte que exceda al valor de las pérdidas acumuladas o del año, si las hubiere, o ser devuelto a los accionistas en caso de liquidación.

Notas a los estados financieros (continuación)

13. Ajustes a períodos anteriores

Al 31 de diciembre de 2005, la Compañía incluyó en sus estados financieros, ajustes a períodos anteriores por aproximadamente 421,000 originados en correcciones a las bases de amortización de las inversiones de producción. Por estos ajustes, la Compañía determinó impuesto a la renta por pagar correspondiente a años anteriores por aproximadamente 97,000, el cual se encuentra registrado como pasivos acumulados en el balance general adjunto.

14. Gastos generales y administrativos

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004, los costos generales y administrativos se formaban de la siguiente manera:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Servicios recibidos	800,251	832,831
Honorarios	23,630	102,490
Gastos personal y mercaderizados	6,158	11,001
Otros gastos	274,991	102,639
	<u>1,105,030</u>	<u>1,048,961</u>

15. Impuesto a la renta

(a) Situación fiscal-

El Consorcio (en el cual la Compañía participa con el 30%) ha sido fiscalizado por el Servicio de Rentas Internas hasta el año 2001 inclusive y no existen glosas de fiscalización pendiente. Adicionalmente, la Dirección Nacional de Hidrocarburos ha efectuado sus auditorías de inversiones, costos y gastos hasta el año 2004 inclusive, existiendo glosas de fiscalización pendientes. (Ver Nota 17 (II)).

(b) Tasa de impuesto-

El impuesto a la renta en Ecuador se calcula a una tasa del 25% sobre la utilidad impositiva. En caso de que la Compañía reinvierta sus utilidades en el país la tasa de impuesto a la renta sería del 15% sobre el monto reinvertido, siempre y cuando se efectúe el correspondiente aumento de capital hasta el 31 de diciembre del año siguiente.

(c) Dividendos en efectivo-

Los dividendos en efectivo no son tributables.

Notas a los estados financieros (continuación)

(d) Conciliación del resultado contable - tributario-

Las partidas que principalmente afectaron la utilidad contable con la utilidad fiscal de la Compañía, para la determinación del impuesto a la renta al 31 de diciembre de 2005, fueron las siguientes:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Utilidad antes de provisión para impuesto a la renta	437,580	186,921
Más (Menos)- Partidas de conciliación para		
Impuesto a la renta		
Gastos no deducibles	100,626	10,433
Diferencia con precio de referencia de		
Petroecuador	72,279	114,497
Amortización de pérdidas tributarias	(171,968)	(77,963)
Base imponible para impuesto a la renta	438,517	233,888
Tasa de impuesto	25%	25%
Impuesto a la renta causado	109,629	58,472
Menos: Retenciones y anticipos	29,236	34,754
Impuesto a la renta por pagar	<u>80,393</u>	<u>23,718</u>

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

El Decreto Ejecutivo No. 2430 publicado en el Suplemento al Registro Oficial No. 494 del 31 de diciembre del 2004 incorporó a la legislación tributaria, con vigencia a partir del año 2005, nuevas normas sobre la determinación de resultados tributables originados en operaciones con partes relacionadas que incluye la preparación de un Estudio de Precios de Transferencia, que determine que dichas operaciones se encuentran valoradas a valor de mercado. Al 31 de diciembre del 2005 los efectos de la nueva normativa, han sido cuantificados y no han requerido un ajuste adicional a los estados financieros adjuntos, por este concepto. Durante el año 2005, una de las transacciones más representativas con compañías relacionadas del exterior fue el pago de intereses por préstamos recibidos.

(f) Pérdidas fiscales amortizables-

Al 31 de diciembre de 2005 y 2004, la Compañía tenía pérdidas fiscales amortizables en ejercicios futuros por aproximadamente 734,000 y 906,000 respectivamente. Dichas pérdidas podrán

deducirse en los cinco años siguientes al que se originaron, sin que excedan el 25% de la utilidad tributable de cada año. Durante los años fiscales terminados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, la Compañía amortizó aproximadamente 172,000 y 78,000 de pérdidas fiscales amortizables de años anteriores.

- (g) **Declaración de Impuesto a la renta como consorcio-**
En Registro Oficial No. 110 del 23 de septiembre de 2005, se publicó la Resolución No. NAC-DGER2005-0437 del Servicio de Rentas Internas (SRI) de fecha 12 de Septiembre de 2005, en la cual el SRI norma los derechos y obligaciones formales de los Consorcios que mantienen contratos para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos. El Consorcio en el que la Sucursal es operadora tiene la obligación de presentar sus deberes formales a partir de enero de 2006. Es importante mencionar que el alcance de esta resolución es a partir del ejercicio fiscal 2006 razón por la cual existiría un vacío legal para los años anteriores en que el Consorcio estaba operando por lo que la situación en dichos años es incierta.

16. Garantías

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el contrato explotación de petróleo crudo y exploración adicional en el campo marginal Tigüino suscrito con Petroecuador, el operador (en el que la Compañía participa con el 30%) presentó una póliza de seguro de cumplimiento de contrato, incondicional, irrevocable y de cobro inmediato por 365,470 equivalente al 20% de la inversión no comprometida no ejecutada.

Todas las obligaciones contraídas relacionadas con las actividades en el campo marginal, están garantizadas por los accionistas de la Compañía.

17. Contingencias

I. Impuesto al Valor Agregado

Al 31 de diciembre de 2005, Petrobell Inc. – Sucursal Ecuador que es el operador del campo marginal Tigüino en el cual la Compañía participa con un 30%, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) por aproximadamente 11,242,000 (3,372,600 corresponden a la Compañía), los que serían sujeto de devolución una vez exportado el petróleo producido. Los acontecimientos relacionados con la devolución del IVA se detallan a continuación: (a) En agosto de 2001, otras

compañías que producen y exportan petróleo fueron notificadas por el SRI de que el IVA no sería devuelto, fundamentando su decisión en el hecho que según su criterio, el IVA ya fue considerado por las compañías petroleras al determinar las participaciones en la producción de petróleo. El SRI desde la fecha de su notificación (agosto de 2001) no ha devuelto ningún valor por este concepto a las compañías productoras y exportadoras de petróleo (b) Con fecha 1 de Julio de 2004 se expidió el laudo del arbitraje internacional que una de las compañías petroleras mantiene contra el Estado Ecuatoriano por este concepto, estableciéndose que este último debe reembolsar el IVA respectivo; el Estado Ecuatoriano impugnó dicho laudo (c) El Tribunal Fiscal ha emitido sentencias a otras compañías productoras y exportadoras de petróleo reconociendo la devolución del impuesto únicamente por los valores equivalentes que excedían de la tasa de IVA (originalmente 10%) ya que asevera que el 10% del impuesto se encuentra incorporado en las participaciones del contrato (d) Con fecha 11 de Agosto de 2004 el Congreso Nacional del Ecuador expidió una ley interpretativa sobre el IVA, estableciendo que el reintegro de dicho impuesto no es aplicable a la actividad petrolera puesto que el petróleo no se lo fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos. A criterio de la gerencia, la Compañía tiene el derecho a la devolución del IVA, ya sea por parte del SRI o renegociando su participación en la producción de petróleo, por cuanto al momento de establecerse las participaciones en la producción de petróleo, la exportación de bienes y la prestación de servicios no se encontraban gravadas con IVA. A la fecha, la Contratista que opera el campo marginal Tigüino aún no ha presentado reclamo formal alguno ante la Administración Tributaria. En caso de que la resolución sea contraria a los intereses de la Compañía el valor de las cuentas por cobrar por concepto de IVA debería ser reclasificado en el período en que se conozca el fallo final de este asunto parcial o totalmente en los Resultados del ejercicio o en Inversiones de Producción

II. Glosas de la Dirección Nacional de Hidrocarburos-

Como resultado de los informes de Auditoría sobre Inversiones, Costos y Gastos realizados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) a la Contratista que opera el Campo Marginal Tigüino (de la cual la compañía participa en el 30%) por los años 2002, 2003 y 2004, la DNH objetó entre otras cosas lo siguiente: (a) intereses financieros generados en los años 2003 y 2004 por préstamos concedidos por compañías relacionadas por aproximadamente 10,639,000 (7,869,000 corresponden a

años anteriores) (b) amortización de inversiones por los años 2002, 2003 y 2004 por inadecuadas bases de cálculo por aproximadamente 15,659,000 (totalidad a años anteriores) (c) deducibilidad del gasto por seguro de precio en la venta petróleo crudo por los años 2003 y 2004 por aproximadamente 2,157,000 (totalidad años anteriores). La Contratista ha impugnado parcialmente los resultados de dichas auditorías ante el Ministerio de Energía. De acuerdo con la opinión de la gerencia de la Contratista y sus asesores legales, ha obtenido resultados favorables en los años 2002 y 2003 acogiéndose al derecho de Silencio Administrativo estipulado en la Ley Ecuatoriana. En cuanto a los resultados del año 2004, la Gerencia considera que el Consorcio tiene suficientes argumentos legales para soportar su posición.

18. Eventos subsecuentes

Durante el primer trimestre del año 2006, Petrobell Inc. - Sucursal Ecuador (operadora del Consorcio en el cual la Compañía participa con el 30%) iniciará un proceso para emitir obligaciones por un monto aproximado de 20,000,000, las cuales serán garantizadas por las facturas de venta de crudo del Consorcio. Esta transacción fue aprobada y garantizada por casa matriz.