

Señores
Superintendencia de Compañías
Ciudad

152792

Quito, 20 de octubre del 2006

Expediente No. 152792

De mis consideraciones:

De acuerdo con disposiciones vigentes adjunto a la presente un ejemplar del informe de auditoría sobre los estados financieros de **Preussag Energie International GMBH (Sucursal Ecuador)** al 31 de diciembre del 2005 y 2004.

Atentamente,



Carlos Cruz

Adjunto:
lo indicado

PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH
(Sucursal Ecuador)

ESTADOS FINANCIEROS

31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004

**PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH
(Sucursal Ecuador)**

ESTADOS FINANCIEROS

31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004

INDICE

Informe de los auditores independientes

Balances generales

Estados de resultados

Estados de cambios en el patrimonio

Estados de flujos de efectivo

Notas a los estados financieros

Abreviaturas usadas:

US\$	-	Dólar estadounidense
DNH	-	Dirección Nacional de Hidrocarburos
PETROECUADOR	-	Empresa Estatal Petróleos del Ecuador
bpd	-	Barriles por día
Operador	-	Perenco Ecuador Limited
Consortio	-	Perenco Ecuador Limited, Burlington Resources Oriente Limited (Sucursal Ecuador) y Preussag Energie International GMBH (Sucursal Ecuador)

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al señor Apoderado General

**PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH
(Sucursal Ecuador)**

Quito, 28 de abril del 2006

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de Preussag Energie International GMBH (Sucursal Ecuador) al 31 de diciembre del 2005 y 2004 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. Estos estados financieros son responsabilidad de la Administración de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestras auditorías.
2. Excepto por lo explicado en el siguiente párrafo, nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con las Normas Ecuatorianas de Auditoría. Estas normas requieren que una auditoría sea diseñada y realizada para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen exposiciones erróneas o inexactas de carácter significativo. 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 relevantes hechas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestra auditoría provee una base razonable para expresar una opinión.
3. No nos fue posible examinar cálculos técnicos apropiados en respaldo de la recuperación proyectada de los montos activados por la Sucursal en el rubro Inversiones de preproducción y producción, y que ascienden al cierre del año 2005 a un valor neto de US\$46,656,439 (2004: US\$45,425,486). Consideramos que estos cálculos son necesarios para establecer si el valor contabilizado podrá recuperarse a través de las operaciones futuras o si, por el contrario, la Sucursal debe considerar la constitución de una provisión para cubrir los montos que podrían no ser recuperables.
4. En nuestra opinión, excepto por los efectos de los ajustes y/o revelaciones adicionales, si los hubiere, que podrían haberse determinado si hubiéramos podido examinar las proyecciones mencionadas en el párrafo anterior, los estados financieros arriba mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Preussag Energie International GMBH (Sucursal Ecuador) al 31 de diciembre del 2005 y 2004 y los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador.

Al señor Apoderado General

PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH (Sucursal Ecuador)

Quito, 28 de abril del 2006

5. Tal como se indica en las Notas 4 y 12 a los estados financieros, al 31 de diciembre del 2005 y 2004, la Sucursal presenta en el activo corriente cuentas por cobrar por US\$9,018,559 (2004: US\$6,479,444) que corresponden al Impuesto al Valor Agregado (IVA) pagado en importaciones y compras locales de bienes y servicios, neto de aquellos créditos tributarios ya compensados con débitos tributarios del impuesto por US\$473,851 (2004: US\$468,151). La Administración considera que, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes, el IVA es reembolsable por las autoridades si los bienes y servicios son usados para la manufactura y fabricación de productos de exportación. Sin embargo, las autoridades han negado los reclamos de reembolso presentados por el Operador del Consorcio debido a que, basados en su interpretación de las regulaciones actuales, consideran que dicho crédito tributario es no reembolsable. De acuerdo con el asesor legal de la Sucursal, no es posible anticipar el resultado final de este asunto. Por lo tanto, no es factible establecer si dichos créditos tributarios podrán recuperarse.


No. de Registro en la
Superintendencia de
Compañías: 011



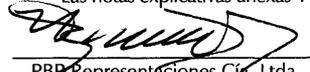
José Aguirre S.
Representante Legal
No. de Licencia
Profesional: 14895

PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH
(Sucursal Ecuador)

BALANCES GENERALES
31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004
(Expresados en dólares estadounidenses)

<u>Activo</u>	<u>Referencia a Notas</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>Pasivo y patrimonio</u>	<u>Referencia a Notas</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE			
Efectivo		1,353	2,000	Cuentas por pagar			
Cuentas por cobrar				Casa Matriz	8	31,634,622	33,136,096
Operador	9	7,684,785	-	Operador	9	-	465,636
Impuestos por recuperar	4	9,048,839	6,509,751	Otros		98,076	91,075
		<u>16,733,624</u>	<u>6,509,751</u>	Pasivos acumulados			
Inventarios	5	2,357,002	1,483,190	Impuesto a la renta por pagar		4,670,555	704,974
				Beneficios Sociales		<u>3,545,683</u>	<u>497,629</u>
Total activo corriente		19,091,979	7,994,941	Total del pasivo corriente		39,948,936	34,895,410
ACTIVOS FIJOS, neto		353,753	299,853	PASIVO A LARGO PLAZO -			
INVERSIONES DE PRE-PRODUCCION				CASA MATRIZ	8	14,973,334	21,514,513
Y PRODUCCION, neto	6	46,656,439	45,425,486				
CUENTAS POR COBRAR LARGO PLAZO	7	<u>3,923,910</u>	<u>4,322,534</u>	PATRIMONIO (Véanse estados adjuntos)		<u>15,103,811</u>	<u>1,632,891</u>
		<u>70,026,081</u>	<u>58,042,814</u>			<u>70,026,081</u>	<u>58,042,814</u>

Las notas explicativas anexas 1 al 13 son parte integrante de los estados financieros.


PBP Representaciones Cja. Ltda.
Apoderada
José Rumazo
Presidente


Ricardo Cisneros
Contador
INSERFINSA

PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH
(Sucursal Ecuador)

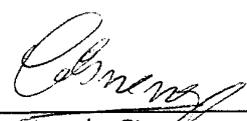
ESTADOS DE RESULTADOS
AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 y 2004
(Expresados en dólares estadounidenses)

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Ingresos por producción de crudo	50,104,559	8,962,581
Gastos operacionales	<u>(31,848,642)</u>	<u>(6,643,263)</u>
	18,255,917	2,319,318
Otros ingresos	<u>238,053</u>	<u>16,548</u>
Utilidad antes de impuestos	18,493,970	2,335,866
Impuesto a la renta	<u>(5,023,050)</u>	<u>(704,975)</u>
Utilidad neta del año	<u><u>13,470,920</u></u>	<u><u>1,630,891</u></u>

Las notas explicativas anexas 1 al 13 son parte integrante de los estados financieros.



PBP Representaciones Cía. Ltda.
Apoderada
José Rumazo
Presidente



Ricardo Cisneros
Contador
INSERFINSA

PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH
(Sucursal Ecuador)

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004
(Expresados en dólares estadounidenses)

	<u>Capital asignado</u>	<u>Reinversión de utilidades</u>	<u>Resultados acumulados</u>	<u>Total</u>
Saldos al 1 de enero del 2004	2,000	-		2,000
Utilidad neta del año	-	-	1,630,891	1,630,891
Saldos al 31 de diciembre del 2004	2,000	-	1,630,891	1,632,891
Reinversión de utilidades (1)	-	1,347,092	(1,347,092)	-
Utilidad neta del año	-	-	13,470,920	13,470,920
Saldos al 31 de diciembre del 2005	2,000	1,347,092	13,754,719	15,103,811

(1) Ver Nota 10

Las notas explicativas anexas 1 al 13 son parte integrante de los estados financieros.


PBP Representaciones Cía. Ltda.
Apoderada
José Rumazo
Presidente


Ricardo Cisneros
Contador
INSERFINSA

PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH
(Sucursal Ecuador)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004
 (Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2005	2004
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		13,470,920	1,630,891
Más cargos a resultados que no representan movimiento de efectivo:			
Depreciación de activos fijos		92,047	24,590
Amortización de inversiones	6	11,989,953	2,825,668
Amortización de cuentas por cobrar largo plazo	7	468,833	38,537
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar - Impuestos por cobrar		(2,539,088)	157,030
Operador		(8,150,421)	1,885,672
Inventarios		(873,812)	(38,831)
Otros		7,001	1,427
Pasivos acumulados		<u>7,013,635</u>	<u>1,202,603</u>
Efectivo neto provisto por (usado en) en las actividades de operación		<u>21,479,068</u>	<u>7,727,587</u>
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Incremento en activos fijos		(145,947)	(165,126)
Incremento en cuentas por cobrar largo plazo	7	(70,209)	(396,629)
Incremento en inversiones de producción	6	<u>(13,220,906)</u>	<u>(1,675,498)</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión		<u>(13,437,062)</u>	<u>(2,237,253)</u>
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Movimiento neto del saldo con Casa Matriz	8	<u>(8,042,653)</u>	<u>(5,490,334)</u>
Efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de financiamiento		<u>(8,042,653)</u>	<u>(5,490,334)</u>
(Disminución) Aumento neto de efectivo		(647)	-
Efectivo al principio del año		<u>2,000</u>	<u>2,000</u>
Efectivo al fin del año		<u>1,353</u>	<u>2,000</u>

Las notas explicativas anexas Nos. 1 a 13 son parte integrante de los estados financieros.


 PBP Representaciones Cía. Ltda.
 Apoderada
 José Rumazo
 Presidente


 Ricardo Cisneros
 Contador
 INSERFINSA

PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL GMBH
(Sucursal Ecuador)

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DEL 2005 y 2004

NOTA 1 - OBJETO LEGAL

La Superintendencia de Compañías, mediante Resolución No.03.Q.I.J.2726, del 25 de julio del 2003, concedió un permiso para operar en el Ecuador a la compañía extranjera Preussag Energie International GMBH a través de su Sucursal Ecuador, la misma que se dedicará en forma directa o en asociación con terceros a una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

NOTA 2 - OPERACIONES

a) Cesión de derechos

Según el Acuerdo Ministerial No. 4 del 21 de enero del 2004, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a la compañía Preussag Energie GMBH ceder a la Sucursal los derechos y obligaciones que mantenía por su participación en el contrato firmado entre el Consorcio y PETROECUADOR. Con fecha 14 de julio del 2004, la Sucursal suscribió la escritura de cesión de derechos y obligaciones a través de la cual la compañía Preussag Energie GMBH le transfirió, traspasó y cedió la totalidad de los derechos y obligaciones que le correspondían en el Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos de los Bloques 7 y 21, y que alcanzan el 25% y 17.5% respectivamente. Con fecha 6 de octubre del 2004 esta cesión de derechos y obligaciones se inscribió en el Registro de Hidrocarburos.

Los saldos transferidos en la cesión descrita son los siguientes:

Cuentas por cobrar - Bloque 10	3,960,309
Impuestos - IVA por cobrar	6,636,474
Inventarios	1,444,359
Activos fijos	159,317
Inversiones de producción - Bloque 7	12,528,119
Inversiones de producción y preproducción - Bloque 21	34,047,537
Otros	<u>1,364,828</u>
	<u>60,140,943</u>

NOTA 2 - OPERACIONES

(Continuación)

b) BLOQUE 7 -

Como resultado de la cesión de derechos mencionada Nota 2 a), la Sucursal pasó a formar parte del Consorcio que hasta el 31 de marzo del 2000, tenía los derechos y obligaciones en un contrato de riesgo de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 7. En dicha fecha se inscribió en el Registro de Hidrocarburos la modificación del mencionado contrato, mediante la cual el mismo fue adaptado a la modalidad de participación. El período de explotación durará hasta el 16 de agosto del 2010. Actualmente el Consorcio lo integran Perenco Ecuador Limited, Burlington Resources Oriente Limited (Sucursal Ecuador) y la Sucursal. Durante el 2005 y 2004 la participación fue la siguiente:

	%
Preussag Energie International GMBH (Sucursal Ecuador)	25
Burlington Resources Oriente Limited (Sucursal Ecuador)	30
Perenco Ecuador Limited (1)	45
	<hr/>
	100
	<hr/> <hr/>

(1) Operador.

Entre los requerimientos del contrato modificadorio figura la presentación, dentro de un plazo de tres años contados a partir de la fecha de vigencia del contrato, de un plan de exploración adicional encaminado al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos.

La participación del Consorcio en la producción del Bloque 7 es la siguiente:

PRODUCCION	PARTICIPACION
Producción X1 (5,000 bpd)	76.2%
Producción X2 (5,000 –10,000 bpd)	74.2%
Producción X3 (Mayor a 10,000 bpd)	65%

Para los nuevos descubrimientos la participación del Consorcio es la siguiente:

PRODUCCION	PARTICIPACION
Producción X1 (9,000 bpd)	76%
Producción X2 (9,000 –15,000 bpd)	72%
Producción X3 (Mayor a 15,000 bpd)	68%

(2)

NOTA 2 - OPERACIONES
(Continuación)

La referida modificación del contrato incluyó la recuperación de las operaciones del campo unificado Coca-Payamino.

Campo unificado Coca - Payamino

En forma paralela al cambio de contrato se elaboró un "Convenio Operacional de Explotación Unificada del campo Coca-Payamino", cuya firma se concretó el 31 de mayo del 2000, inscribiéndose en el Registro de Hidrocarburos el 17 de octubre del mismo año pero con vigencia a partir del 1 de abril del 2000.

El Convenio Operacional regirá hasta el 16 de agosto del 2010 o hasta la fecha en que se declare su terminación. Las partes han designado a la Operadora del Consorcio como operadora del campo unificado mientras dure dicho convenio.

La participación de PETROPRODUCCION y del Consorcio en la producción de crudo será estimada trimestralmente por las partes en forma anticipada, utilizando los valores reales de la producción fiscalizada y grados API.

La participación del Consorcio en el campo unificado es como sigue:

PRODUCCION	PARTICIPACION
Producción X1 (9,000 bpd)	70%
Producción X2 (9,000 –15,000 bpd)	65%
Producción X3 (Mayor a 15,000 bpd)	62%

Campos Gacela, Jaguar, Mono y Lobo

Mediante Acuerdo Ministerial No. 175 del 7 de febrero de 1994 se aprobó el Plan de Desarrollo de los campos Gacela, Jaguar Sur, Mono y Lobo del Bloque 7 presentado por el Consorcio y el 24 de febrero de 1994 Oryx Ecuador Energy Company declaró la comercialidad de los campos mencionados anteriormente.

Campo Oso

Mediante Acuerdo Ministerial No. 363 del 3 de junio del 2002, se aprobó la actualización del Plan de Desarrollo para el Período de Explotación del Bloque 7, de la arena Napo del Campo Oso, en base al monto de reservas de 1,500,000 barriles de petróleo crudo, para el período comprendido entre los años 2002 a 2008.

NOTA 2 - OPERACIONES

(Continuación)

Mediante Acuerdo Ministerial No. 039 del 26 de marzo del 2004, se aprobó la actualización del Plan de Desarrollo Adicional del Bloque 7, Formación Hollín del Campo Oso, en base al monto de reservas de 1,000,000 barriles de petróleo crudo, para el período comprendido entre los años 2004 a 2010.

Principales actividades durante el 2005 y 2004

La producción estimada de petróleo crudo del campo Coca-Payamino registró un volumen total fiscalizado por la DNH de 2,158,822 barriles (2004: 2,413,743 barriles), correspondiendo al Consorcio 1,529,966 barriles (2004: 1,722,006 barriles). Con respecto a la producción estimada de petróleo crudo de los campos Gacela, Jaguar, Mono, Lobo y Oso del Bloque 7, se registró un volumen de 1,937,318 barriles (2004: 1,869,605 barriles) de los cuales 1,496,086 barriles (2004: 1,458,225 barriles) corresponden al Consorcio.

c) BLOQUE 21 -

Como resultado de la cesión de derechos mencionada Nota 2 a), la Sucursal pasó a formar parte del Consorcio que tiene los derechos del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 21 de la Región Amazónica, constituido el 8 de marzo de 1995. Dicho contrato fue firmado el 20 de marzo de 1995 con PETROECUADOR y fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 19 de abril de 1995.

Actualmente el Consorcio lo integran Perenco Ecuador Limited, Burlington Resources Oriente Limited (Sucursal Ecuador) y la Sucursal. Durante el 2005 y 2004 la participación fue la siguiente:

	%
Preussag Energie International GMBH	17.5
Burlington Resources Oriente Limited (Sucursal Ecuador)	37.5
Perenco Ecuador Limited (1)	<u>45.0</u>
	<u><u>100.0</u></u>

(1) Operador.

La participación del Consorcio en el campo unificado es como sigue:

(Véase página siguiente)

NOTA 2 - OPERACIONES
(Continuación)

PRODUCCION	PARTICIPACION
Producción X1 (30,000 bpd)	67.5%
Producción X2 (30,000 – 60,000 bpd)	60.0%
Producción X3 (Mayor a 60,000 bpd)	Menor o igual a X2 y menor que X1

Mediante Acuerdo Ministerial No.156 del 17 de mayo del 2001, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Plan de Desarrollo del Bloque 21, que comprende el yacimiento Hollín Principal del Campo Yuralpa, cuyas reservas ascienden aproximadamente a 55,700,000 barriles de crudo. El referido plan fue aprobado bajo las siguientes condiciones: (i) que se construya el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) para transportar el crudo producido en dicho Bloque y (ii) que en el plazo de 90 días posteriores a la aprobación del Plan de Desarrollo se firme un convenio con Agip Oil Ecuador B.V. (Sucursal Ecuador) para la utilización del oleoducto Villano-Baeza para el transporte del petróleo crudo del Bloque 21 (Véase Nota 7).

Mediante Oficio No.1913-DNH-EE 0314627 del 11 de noviembre del 2003, la Dirección Nacional de Hidrocarburos, autorizó la incorporación del campo Yuralpa a la producción nacional. Consecuentemente, el Consorcio obtuvo la primera producción de crudo en el Campo Yuralpa el 18 de diciembre del 2003, registrando una producción al 31 de diciembre del 2003 de 32,017 barriles de crudo.

Principales actividades durante el 2005 y 2004

Durante el año 2005 las principales actividades del Consorcio correspondieron a inversiones por alrededor de US\$44 millones relacionados con la perforación de 13 pozos (2004: US\$9.8 millones, de los cuales US\$7.8 millones corresponde a la perforación de dos pozos, US\$1.5 millones en la construcción de 7 kilómetros de tubería para la inyección de agua de formación).

La producción estimada de petróleo crudo del campo Yuralpa registró un volumen total fiscalizado por la DNH de 3,946,803 barriles (2004: 4,778,860 barriles), correspondiendo al Consorcio 3,230,076 barriles (2004: 3,899,892 barriles).

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**

a) Preparación de los estados financieros -

Los estados financieros han sido preparados con base en las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) y están basados en el costo histórico.

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**

(Continuación)

A menos que se indique lo contrario, todas las cifras presentadas en las notas están expresadas en dólares estadounidenses.

La preparación de estados financieros de acuerdo con las Normas Ecuatorianas de Contabilidad involucra la elaboración de estimaciones contables que inciden en la valuación de determinados activos y pasivos y en la determinación de los resultados, así como en la revelación de activos y pasivos contingentes. Debido a la subjetividad inherente en este proceso contable, los resultados reales pueden diferir de los montos estimados por la Administración.

b) Ingresos por producción de crudo -

Los ingresos por participación en la producción de crudo se reconocen con base en el volumen de crudo producido, valorizado al precio establecido en los contratos de venta.

El sobrelevante (participación en el volumen de petróleo crudo exportado a ser producido posteriormente por la Sucursal) se valora al precio de mercado y se registra como una cuenta por pagar al Operador del Consorcio. Para el año 2005, el sobrelevante resultante de los bloques 7 y 21 fueron registrados de acuerdo a los barriles presentados en Oficio No.060-DNH-LE 0602482 enviado por el Ministerio de Energía y Minas y se valoró al precio de mercado.

El sublevante (participación en el volumen de petróleo crudo extraído pero no vendido por la Sucursal) se valora al precio de mercado y se registra como una cuenta por cobrar al Operador del Consorcio.

c) Gastos operacionales -

Los gastos operacionales corresponden principalmente a la parte proporcional asignada a la Sucursal de los cargos del Consorcio, incluyendo el cargo por participación de los trabajadores en las utilidades del Consorcio para el año 2005 generadas en el Bloque 7 y Bloque 21 fue de US\$2,351,578 (2004: US\$497,629) y US\$1,194,104, respectivamente.

d) Inventarios -

Los inventarios de materiales se muestran al costo histórico de adquisición, calculado para dichos inventarios, utilizando el método promedio ponderado para la imputación de las salidas de dichos inventarios.

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**

(Continuación)

e) Activos fijos -

Se muestra al costo histórico de adquisición, menos la depreciación acumulada. El valor de los activos fijos y la depreciación acumulada de los elementos vendidos o retirados se descargan de las cuentas correspondientes cuando se produce la venta o el retiro y el resultado de dichas transacciones se registra cuando se causa. Los gastos de mantenimiento y reparaciones menores se cargan a los resultados del año.

La depreciación de los activos se registra con cargo a las operaciones del año, utilizando tasas que se consideran adecuadas para depreciar el valor de los activos durante su vida útil estimada, siguiendo el método de la línea recta.

f) Inversiones de preproducción (Bloque 21) -

El saldo de esta cuenta se muestra al costo histórico menos la correspondiente amortización acumulada e incluye todas las inversiones de exploración y desarrollo realizadas en el Bloque 21 transferidas mediante la cesión mencionada en la Nota 2. El valor de estas inversiones, neto de amortizaciones, al momento de la cesión de derechos mencionada en la Nota 2 a) fue de US\$33,577,911, el cual incluye pérdidas en cambio originada en años anteriores por un valor neto de US\$4,437,654. Estas inversiones se amortizan mediante el método de línea recta sobre un período de cinco años considerando como fecha de inicio de este período el 27 de diciembre del 2003.

g) Cuenta por cobrar a largo plazo

El saldo de US\$3,906,806 (2004: US\$4,318,401) incluido en el rubro tiene origen en la participación de la Sucursal en el costo de construcción de las facilidades de almacenamiento y transporte mencionadas en la Nota 7, las cuales fueron transferidas al Operador del Bloque 10 constituyéndose, en consecuencia, en una cuenta por cobrar a partir de la fecha de transferencia. Los montos facturados al Bloque 21 por el Operador del Bloque 10 para cubrir su servicio de transporte y almacenamiento del crudo del Consorcio del Bloque 21 en dichas facilidades son cargadas al gasto, procediéndose a una compensación inmediata de la cuenta por pagar al Operador del Bloque 10 con la cuenta por cobrar arriba indicada, hasta la total cancelación del saldo.

h) Inversiones de producción -

El saldo de esta cuenta incluye las inversiones de desarrollo y producción incurridas, menos la correspondiente amortización acumulada.

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**

(Continuación)

Las inversiones de producción se amortizan con cargo a las operaciones del año con base en el método de unidades de producción a partir del año siguiente a aquél en el cual se incurren las inversiones.

La Sucursal calcula la amortización del año con base en el volumen de reservas probadas de petróleo crudo notificadas por la DNH al cierre del año anterior.

**i) Impuesto a la renta y participación de los trabajadores
del Consorcio en las utilidades -**

De acuerdo con disposiciones legales vigentes, cuando se ha suscrito más de un contrato de riesgo de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos o contratos para dichos fines bajo otra modalidad, no se podrán consolidar o deducir los resultados de los distintos contratos para efectos de determinación del impuesto a la renta y de la participación de los trabajadores del Consorcio en las utilidades.

La provisión para impuesto a la renta se calcula mediante la tasa de impuesto (25%) aplicable a las utilidades gravables y se carga a los resultados del año en que se devenga con base en el impuesto por pagar exigible.

NOTA 4 - IMPUESTOS POR RECUPERAR

Composición:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Impuesto al Valor Agregado - Bloque 7 (1)	5,056,251	3,568,151
Impuesto al Valor Agregado - Bloque 21 (1)	3,962,308	2,911,293
Otros - Bloque 7	<u>30,280</u>	<u>30,307</u>
	<u>9,048,839</u>	<u>6,509,751</u>

(1) Este valor se encuentra en discusión con las autoridades tributarias, como se explica en la Nota 12.

NOTA 5 - INVENTARIOS

Composición:

(Véase página siguiente)

NOTA 5 - INVENTARIOS

(Continuación)

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Materiales en stock - Bloque 7	1,451,178	948,463
Materiales en stock - Bloque 21	<u>905,824</u>	<u>534,727</u>
	<u><u>2,357,002</u></u>	<u><u>1,483,190</u></u>

NOTA 6 - INVERSIONES DE PRE-PRODUCCION Y PRODUCCION

Composición:

2005

	<u>Bloque 7</u>	<u>Bloque 21</u>	<u>Total</u>
Inversiones de pre - producción	-	33,688,425	33,688,425
Inversiones de producción	<u>18,358,534</u>	<u>9,425,101</u>	<u>27,783,635</u>
	18,358,534	43,113,526	61,472,060
Menos:			
Amortización acumulada	<u>(4,921,376)</u>	<u>(9,894,245)</u>	<u>(14,815,621)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2005	<u><u>13,437,158</u></u>	<u><u>33,219,281</u></u>	<u><u>46,656,439</u></u>

2004

	<u>Bloque 7</u>	<u>Bloque 21</u>	<u>Total</u>
Inversiones de pre - producción	-	33,688,425	33,688,425
Inversiones de producción	<u>12,843,592</u>	<u>1,719,137</u>	<u>14,562,729</u>
	12,843,592	35,407,562	48,251,154
Menos:			
Amortización acumulada	<u>(1,058,359)</u>	<u>(1,767,309)</u>	<u>(2,825,668)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2004	<u><u>11,785,233</u></u>	<u><u>33,640,253</u></u>	<u><u>45,425,486</u></u>

Movimiento:

(Véase página siguiente)

NOTA 6 - INVERSIONES DE PRE-PRODUCCION Y PRODUCCION

(Continuación)

	<u>Bloque 7</u>	<u>Bloque 21</u>	<u>Total</u>
<u>Inversiones de pre-producción</u>			
Saldo inicial al 1 de enero del 2004	-	-	-
Cesión de derechos (1)	-	33,577,911	33,577,911
Adiciones (2)	-	110,514	110,514
Amortización del año (3)	-	(1,767,309)	(1,767,309)
Saldo al 31 de diciembre del 2004	-	31,921,116	31,921,116
Adiciones (2)	-	-	-
Amortización del año (3)	-	(8,018,701)	(8,018,701)
Saldo al 31 de diciembre del 2005	-	23,902,415	23,902,415
<u>Inversiones de producción</u>			
Saldo inicial al 1 de enero del 2004	-	-	-
Cesión de derechos (1)	12,528,119	469,626	12,997,745
Adiciones (2)	315,473	1,249,511	1,564,984
Amortización del año (3)	(1,058,359)	-	(1,058,359)
Saldo al 31 de diciembre del 2004	11,785,233	1,719,137	13,504,370
Adiciones (2)	5,514,942	7,705,964	13,220,906
Amortización del año (3)	(3,863,017)	(108,235)	(3,971,252)
Saldo al 31 de diciembre del 2005	13,437,158	9,316,866	22,754,024
Saldo al 31 de diciembre del 2005	13,437,158	33,219,281	46,656,439

(1) Véase Nota 2 a).

(2) La sumatoria de estos montos US\$13,220,906 (2004: US\$1,675,498) corresponde al saldo presentado en el estado de flujos de efectivo.

(3) La sumatoria de estos montos US\$11,989,953 (US\$2,825,668) corresponde al saldo presentado en el estado de flujos de efectivo.

Las inversiones de producción están sujetas a revisión por parte de la DNH. Si este Organismo eventualmente objetara tales inversiones, éstas podrían no formar parte de la amortización aceptada para fines del cálculo del impuesto a la renta y participación de los trabajadores en las utilidades (Véase Nota 12).

NOTA 7 - CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO

Composición:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Agip Oil Ecuador B.V. (1)	3,906,806	4,318,401
Otros	17,104	4,133
	<u>3,923,910</u>	<u>4,322,534</u>

- (1) Como se menciona en la Nota 2 c), una de las condiciones establecidas por el Ministerio de Energía y Minas para la aprobación del Plan de Desarrollo del Bloque 21 es la firma por parte del Operador del Bloque 21 y del Operador del Bloque 10 de un convenio de transporte de crudo por el Oleoducto Secundario Villano – Baeza. El 31 de agosto del 2003, ambos operadores sumillaron un contrato de servicio de transporte de crudo, el cual indica que el operador del Bloque 21 construirá una estación de bombeo para posibilitar la evacuación del petróleo crudo producido en dicho Bloque a través del referido oleoducto secundario. El 30 de noviembre del 2004, las partes suscribieron un acta de entrega de las facilidades de almacenamiento y transporte al Operador del Bloque 10, a través de la cual se formaliza la transferencia de dichos bienes. Con fecha 11 de enero del 2006 PETROECUADOR autorizó la firma del contrato mencionado mediante Acta del Comité de Administración No. 002 – 2006.

Hasta el 31 de diciembre del 2005, el consorcio del Bloque 21 ha invertido US\$27,117,526 (2004: US\$26,790,454) en la construcción de dichas facilidades, de cuyo monto US\$4,745,567 (2004: US\$4,688,329) le corresponde a la Sucursal (en el año 2004, la Sucursal registró US\$396,629 a partir de la cesión de derechos, mencionada en la Nota 2). El Operador del Bloque 10 factura al Bloque 21 una tarifa de transporte que incluye la depreciación de las facilidades mencionadas durante un período de diez años más una cantidad que cubre los costos de operación y servicios incurridos por el Operador del Bloque 10 y un porcentaje de utilidad. Por el año 2005 el Consorcio del Bloque 21 ha recibido cargos por US\$2,679,045 (2004: US\$2,113,877), de los cuales US\$468,833 (2004: US\$369,928, incluye US\$38,537 por cargos recibidos con posterioridad a la cesión de derechos) le corresponde a la Sucursal en relación con los conceptos antes mencionados los cuales fueron compensados con la referida cuenta por cobrar.

NOTA 8 - CASA MATRIZ

Composición:

(Véase página siguiente)

NOTA 8 - CASA MATRIZ

(Continuación)

	<u>Corto plazo</u>	<u>Largo plazo</u>
. Cesión de obligaciones (1)	17,897,130	42,243,813
. Porción corriente pasivo largo plazo	19,740,000	(19,740,000)
. Fondos proporcionados por Casa Matriz (2)	1,211,216	1,379,597
. Cobros por ventas de crudo (2)	(5,712,250)	(2,948,892)
. Otros	-	579,995
Saldo al 31 de diciembre del 2004	33,136,096	21,514,513
. Porción corriente pasivo largo plazo	6,541,179	(6,541,179)
. Fondos proporcionados por Casa Matriz (2)	31,742,747	-
. Cobros por ventas de crudo (2)	(41,304,986)	-
. Otros	1,519,586	-
Saldo al 31 de diciembre del 2005	<u>31,634,622</u>	<u>14,973,334</u>

(1) Véase Nota 2 a).

(2) Transacciones relacionadas con a) Ingresos de la Sucursal por ventas de crudo percibidas por el Operador y pagadas directamente a la Casa Matriz y b) Fondos entregados al Operador por la Casa Matriz.

NOTA 9 - OPERADOR

Composición:

(Véase página siguiente)

NOTA 9 - OPERADOR

(Continuación)

	<u>2005</u> <u>deudor/(acreedor)</u>	<u>2004</u> <u>deudor/(acreedor)</u>
<u>Bloque 7</u>		
- Saldo con el Operador	4,426,167	501,797
- Sobrelevante de crudo	(538,689)	(246,776) (1)
<u>Bloque 21</u>		
- Saldo con el Operador	3,976,752	(847,075)
- Sobrelevante de crudo	(179,445)	126,418 (2)
	<u>7,684,785</u>	<u>(465,636)</u>

(1) Equivalente a sobrelevantes de crudo de 48,500 (2004: 31,146) barriles, correspondiendo a la Sucursal 12,125 (2004: 7,787) barriles, valorados al precio de mercado.

(2) Equivalente a un sobrelevante y sublevante de crudo de 27,167 (2004: 26,283) barriles, correspondiendo a la Sucursal 4,754 (2004: 4,600) barriles para los años 2005 y 2004 respectivamente, valorados al precio de mercado.

NOTA 10 - REINVERSION DE UTILIDADES

El contrato de participación mencionado en la Nota 2 establece la obligación de invertir un mínimo del 10% de las utilidades netas, según los resultados financieros de la Sucursal, en la forma establecida en la Ley de Hidrocarburos; la reinversión debe efectuarse para el desenvolvimiento de la Sucursal o de otras industrias de hidrocarburos en el país. Las inversiones realizadas por la Sucursal en el período de explotación, en sus actividades de exploración adicional y explotación de hidrocarburos pueden ser imputadas al 10% antes mencionado. Las utilidades netas reinvertidas por la Sucursal en exceso del 10%, pueden ser acreditadas al año fiscal siguiente, solo cuando la Sucursal genere utilidades y así sucesivamente.

NOTA 11 - GARANTIAS

Bloque 21

En garantía del fiel cumplimiento del contrato firmado con PETROECUADOR mencionado en la Nota 2, el Consorcio ha otorgado una garantía a través del Citibank N.A. (Sucursal Ecuador) a favor

NOTA 11 - GARANTIAS

(Continuación)

de PETROECUADOR por US\$4,088,000, cuyo vencimiento es el 22 de junio del 2006. Con base en la participación de la Sucursal en el Consorcio, el 17.5% del referido monto (US\$715,400) corresponde a la Sucursal.

NOTA 12 - CONTINGENCIAS

Años sujetos a posible fiscalización por las autoridades

Todos los ejercicios fiscales de la Sucursal están abiertos a posible fiscalización por parte de las autoridades tributarias.

Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Al 31 de diciembre del 2005, la Sucursal presenta en su activo corriente una cuenta por cobrar por US\$9,018,559 (2004: US\$6,479,444) que corresponde al IVA pagado en importaciones y compras locales de bienes y servicios neto de aquellos créditos tributarios ya compensados con débitos tributarios del impuesto por US\$473,851 (2004: US\$468,151). De acuerdo con las disposiciones legales vigentes, el IVA es reembolsable por las autoridades si los bienes y servicios son usados para la manufactura y fabricación de productos de exportación. Sin embargo, las autoridades han negado los reclamos de devolución del crédito tributario presentados por el Operador del Consorcio debido a que, basados en su interpretación de las regulaciones actuales, consideran que dicho crédito tributario es no reembolsable. Hasta el 31 de diciembre del 2005, el Operador ha presentado reclamos de devolución de IVA por aproximadamente US\$37,400,000 (2004: US\$10,700,000), encontrándose el saldo pendiente de reclamación. El 11 de agosto del 2004, fue aprobada una Ley Interpretativa, mediante la cual las compañías petroleras son excluidas del mecanismo para la devolución de Crédito Tributario por IVA. La Administración considera que esta nueva disposición no ocasiona la pérdida del derecho de la Sucursal a obtener la devolución del crédito. De acuerdo con el asesor legal de la Sucursal, si bien entiende que la Sucursal tiene derecho al reintegro del IVA, considera que no es posible anticipar el resultado final de estos asuntos. Por lo tanto, no es factible establecer si dichos créditos tributarios podrán recuperarse.

Auditoría de la DNH

La DNH ha realizado la auditoría de las operaciones efectuadas en el Bloque 7 y 21 por los años 1985 al 2004 y 1995 al 2004, respectivamente. El Operador del Consorcio no ha presentado impugnaciones a los informes recibidos de la DNH hasta el año 2002, considerando que, frente al total de las inversiones, no existen valores significativos en discusión. Sin embargo, en los informes correspondientes a los años 2003 y 2004, la DNH concluyó, principalmente, que determinados gastos relacionados con el servicio de transporte del petróleo crudo del Bloque 21 por

NOTA 12 - CONTINGENCIAS

(Continuación)

aproximadamente US\$1,891,000, de los cuales aproximadamente US\$331,000 corresponden a la Sucursal, son no deducibles. El Operador del Consorcio ha impugnado la auditoría ante el Director Nacional de Hidrocarburos; este trámite continúa en proceso a la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos.

Modificación a la Ley de Hidrocarburos

En abril del 2006, el Congreso Nacional aprobó una ley reformativa a la Ley de Hidrocarburos para los contratos de participación, mediante la cual se establece una regalía del 50% sobre los ingresos extraordinarios derivados de la venta de petróleo crudo calculados como la diferencia entre el precio de venta y un valor base.

NOTA 13 - EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2005 y la fecha de emisión de los estados financieros (28 de abril del 2006) no se produjeron eventos que, en la opinión de la Administración de la Sucursal, pudieran tener un efecto significativo sobre dichos estados financieros que no se hayan revelado en los mismos.