

**PricewaterhouseCoopers
del Ecuador Cía. Ltda.**
Almagro N32-48 y Whympner
Casilla: 17-21-1915
Quito - Ecuador
Teléfono: (593) 2 2562288
Fax: (593) 2 2567010

Señores
Superintendencia de Compañías
Ciudad

88288

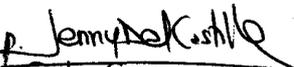
Quito, 5 de enero del 2007

Expediente No. 88288

De mis consideraciones:

De acuerdo con disposiciones vigentes adjunto a la presente un ejemplar del informe de auditoría sobre los estados financieros de **Burlington Resources Oriente Limited (Sucursal Ecuador)** por el año terminado el 31 de diciembre del 2005.

Atentamente,


Carlos Cruz



Adjunto:
lo indicado

BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS FINANCIEROS

31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004



**BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(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
NEC No. 17	-	Norma Ecuatoriana de Contabilidad No. 17 - "Conversión de Estados Financieros Para Efectos de Aplicar el Esquema de Dolarización"
DNH	-	Dirección Nacional de Hidrocarburos
PETROECUADOR	-	Empresa Estatal Petróleos del Ecuador
bpd	-	Barriles por día
Operador del Consorcio	-	Perenco Ecuador Limited

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al señor Apoderado General

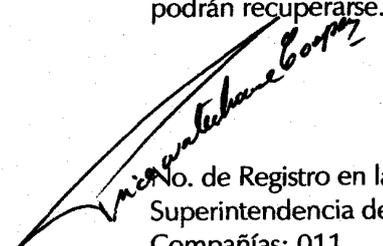
**Burlington Resources Oriente Limited
(Sucursal Ecuador)**

Quito, 28 de abril del 2006

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de Burlington Resources Oriente Limited (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. Nuestras auditorías fueron efectuadas 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 nuestras auditorías proveen una base razonable para expresar una opinión.
3. En Nota 12 a los estados financieros, la Administración de la Sucursal explica que un error en la compilación de datos contables, identificado después de la emisión de los estados financieros de la Sucursal del 2003, sobreestimó la utilidad neta del año por US\$906,000. Este asunto fue corregido con débito a los ingresos del año 2004.
4. En nuestra opinión, excepto por el efecto del asunto descrito en el párrafo precedente, los estados financieros arriba mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Burlington Resources Oriente Limited (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
BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
Quito, 28 de abril del 2006

5. Tal como se indica en la Nota 14 a los estados financieros, al 31 de diciembre del 2005 la Sucursal presenta en el activo corriente una cuenta por cobrar por US\$14,558,738 que corresponde al Impuesto al Valor Agregado pagado en importaciones y compras locales de bienes y servicios. De acuerdo con las disposiciones legales vigentes, el Impuesto al Valor Agregado es reembolsable por las autoridades si los bienes y servicios son usados para la elaboración de productos de exportación. Las autoridades han negado los reclamos de reembolso presentados por el Operador del Consorcio debido a que, basado 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

BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(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>
ACTIVO CORRIENTE			
Caja y bancos		<u>29,380</u>	<u>44,5</u>
Cuentas por cobrar			
Impuestos por cobrar	14	14,558,738	10,520,8
Operador del Consorcio	4	12,897,458	-
Operador Bloque 10	3 g), 6	930,192	925,3
Otros		<u>23,896</u>	-
		<u>28,410,284</u>	<u>11,446,2</u>
Inventarios	5	<u>3,681,257</u>	<u>2,282,7</u>
Total del activo corriente		32,120,921	13,773,5
CUENTAS POR COBRAR	3 g), 6	7,441,534	8,328,3
ACTIVOS FIJOS, neto		416,286	491,7
INVERSIONES DE PRE-PRODUCCION Y PRODUCCION, neto	7	82,465,994	78,854,6
OTROS ACTIVOS		27,606	5,9
CARGOS DIFERIDOS		<u>152,662</u>	-
		<u>122,625,003</u>	<u>101,454,2</u>

Las notas explicativas anexas 1 al 15 son



PBP Representaciones Cía. Ltda.

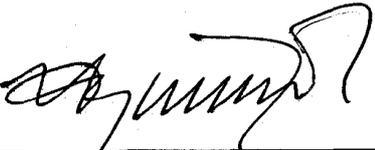
Dr. José María Rumazo
Representante Legal

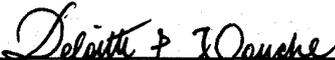
BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)

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

	Referencia a Notas	2005	2004
Ingresos por producción de crudo		79,614,636	72,235,131
Gastos operacionales		<u>(50,944,401)</u>	<u>(47,501,421)</u>
		28,670,235	24,733,710
Otros ingresos		<u>179,162</u>	<u>62,353</u>
Utilidad antes de impuestos		28,849,397	24,796,063
Impuesto a la renta	8	<u>(7,998,314)</u>	<u>(6,376,524)</u>
Utilidad neta del año		<u>20,851,083</u>	<u>18,419,539</u>

Las notas explicativas anexas 1 al 15 son parte integrante de los estados financieros.


PBP Representaciones Cía. Ltda.
Dr. José María Rumazo
Representante Legal


Deloitte & Touche
Contador

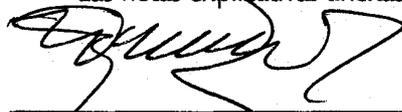
**BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)**

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

	<u>Capital asignado</u>
Saldos al 1 de enero del 2004	4,000
Reinversión de utilidades (1)	-
Utilidad neta del año	<u>-</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2004	4,000
Reinversión de utilidades (1)	-
Utilidad neta del año	<u>-</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2005	<u><u>4,000</u></u>

(1) Ver Nota 11

Las notas explicativas anexas 1 al 15 son



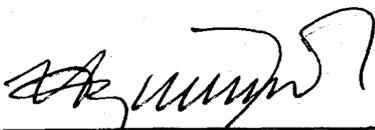
PBP Representaciones Cía. Ltda.
Dr. José María Rumazo
Representante Legal

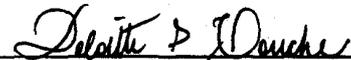
BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)

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		20,851,083	18,419,539
Más cargos a resultados que no representan movimiento de efectivo:			
Depreciación de activos fijos		151,382	136,224
Amortización de inversiones	7	20,214,661	20,626,495
Amortización de cuentas por cobrar Bloque 10	6	1,004,642	792,704
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar		(4,083,497)	(722,104)
Inventarios		(1,398,464)	(538,741)
Cuentas por cobrar / pagar al Operador		(14,670,214)	5,704,026
Cuentas por cobrar Bloque 10		(122,652)	(2,321,254)
Cargos Diferidos		(152,662)	-
Pasivos acumulados		1,000,488	5,456,791
Efectivo neto provisto por (usado en) en las actividades de operación		<u>22,794,767</u>	<u>47,553,680</u>
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Incremento neto en activos fijos		(75,952)	(278,031)
Incremento en inversiones de producción	7	(23,825,805)	(8,084,321)
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión		<u>(23,901,757)</u>	<u>(8,362,352)</u>
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Fondos (pagados a) recibidos de Casa Matriz	10	1,091,813	(39,200,707)
Efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de financiamiento		<u>1,091,813</u>	<u>(39,200,707)</u>
(Disminución) Aumento neto de efectivo		(15,177)	(9,379)
Efectivo al principio del año		44,557	53,936
Efectivo al fin del año		<u>29,380</u>	<u>44,557</u>

Las notas explicativas anexas 1 a 15 son parte integrante de los estados financieros.


 PBP Representaciones Cía. Ltda.
 Dr. José María Rumazo
 Representante Legal


 Deloitte & Touche
 Contador

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO
(Continuación)

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.

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 considerando reservas estimadas adicionales a las indicadas precedentemente 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.

b) BLOQUE 21 -

El 8 de marzo de 1995 se firmó un convenio de Consorcio entre Oryx Ecuador Energy Company, Santa Fe Minerales del Ecuador, Clapsa y Sociedad Internacional Petrolera S.A., para negociar un contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 21 de la Región Amazónica. Adicionalmente, en este convenio se nombró a Oryx Ecuador Energy Company como operadora del Consorcio. 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.

El Consorcio lo integran Perenco Ecuador Limited, Preussag Energie Internacional GMBH, y la Sucursal. Durante el 2005 y 2004 la participación fue la siguiente:

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

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO

(Continuación)

El 37.5% de participación fue adquirida por la Sucursal de la siguiente forma:

- (1) Según el Acuerdo Ministerial No. 242 del 8 de enero del 2002, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a Sociedad Internacional Petrolera S.A. y Compañía Latinoamericana Petrolera S.A. Clapsa a ceder a Burlington Resources Oriente Limited los derechos y obligaciones que Clapsa mantenía en el contrato firmado entre el Consorcio y PETROECUADOR. Esta cesión del 32.5% se inscribió en el Registro de Hidrocarburos el 28 de febrero del 2002.
- (2) Mediante Acuerdo Ministerial No. 343 del 9 de mayo del 2002, se autoriza a Kerr-McGee Ecuador Energy Company a ceder la participación del 45% que mantenía en el Consorcio a Perenco Ecuador Limited. En el mismo Acuerdo se autoriza a Kerr-McGee Ecuador Energy Company que ceda el 5% de la participación que mantenía en el Consorcio a Burlington Resources Oriente Limited. Esta cesión se inscribió en el Registro de Hidrocarburos el 13 de septiembre del 2002.

Los saldos transferidos en las cesiones descritas en (1) y (2) anteriores son los siguientes:

Activos

Impuestos - IVA por cobrar	925,862
Inventarios	903,984
Activos fijos	168,975
Cargos diferidos (1)	<u>31,792,085</u>
	<u><u>33,790,906</u></u>

- (1) Incluye US\$23,788,437 de inversiones de exploración, US\$6,067,094 de inversiones de desarrollo y US\$1,936,555 de diferencia en cambio diferida.

La Sucursal registró los saldos arriba indicados con contrapartida en la cuenta por pagar a la Casa Matriz.

La participación del Consorcio en el bloque 21 es como sigue:

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

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO

(Continuación)

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 producido en el Bloque 21 (Véase Nota 6).

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.

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.

Hasta el 26 de diciembre del 2003 la Sucursal difirió todos los gastos incurridos en el Bloque 21, por encontrarse en estado preoperativo, tal como se describe en las Nota 3 f). A partir de dicha fecha comenzó la amortización de los referidos gastos por haberse iniciado las operaciones productivas.

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

**NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES
POLITICAS CONTABLES**
(Continuación)

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 de la Sucursal.

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 -

Se incluye en este rubro la parte proporcional correspondiente a la Sucursal del cargo por participación de los trabajadores en las utilidades del Consorcio como resultado de las utilidades registradas en el Bloque 7 y 21. Para el Bloque 7 el monto asciende a US\$2,813,292 (2004: US\$2,240,665) y para el Bloque 21 a US\$2,832,577 (2004: US\$2,260,411).

d) Inventarios -

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

e) Activos fijos -

Los activos fijos se muestran 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

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

(Continuación)

descargan de las cuentas correspondientes cuando se produce la venta o el retiro y el resultado de dichas transacciones se registra cuando se causa.

Bloque 7

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.

Bloque 21

Los gastos de mantenimiento y reparaciones menores se cargaron a la cuenta Cargos diferidos hasta el 26 de diciembre del 2003, fecha en la cual terminó la etapa de exploración, desde entonces se cargan a los resultados del año.

De igual manera la depreciación de los activos se registró en la cuenta Cargos diferidos, utilizando tasas que se consideran adecuadas para depreciar el valor de los activos durante su vida útil estimada, siguiendo el método de línea recta; a partir del 27 de diciembre del 2003 se registra con cargo a las operaciones del año.

f) Inversiones de preproducción -

Las inversiones de preproducción del Bloque 21 se muestran al costo histórico de adquisición, menos la correspondiente amortización acumulada.

Hasta el 26 de diciembre del 2003 la Sucursal difirió en el rubro Cargos Diferidos todas las inversiones de exploración y desarrollo realizadas en el Bloque 21 por un total de US\$76,004,793 y pérdidas en cambio incurridas durante el período de preproducción. Con fecha 27 de diciembre del 2003 dichos cargos diferidos fueron reclasificados al rubro Inversiones de preproducción, y la Sucursal comenzó su amortización mediante el método de línea recta sobre un período de cinco años.

g) Operador Bloque 10 y Cuentas por cobrar a largo plazo -

Los saldos de US\$930,192 (2004: 925,371) que conforma el rubro Operador Bloque 10 y los saldos de US\$7,411,534 (2004: US\$8,328,345) de Cuentas por cobrar a largo plazo tienen origen en la participación de la Sucursal en el costo de construcción de las facilidades de almacenamiento y

NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

(Continuación)

transporte mencionadas en la Nota 6, 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 -

Se muestra al costo histórico de adquisición, menos la correspondiente amortización acumulada.

Las inversiones de producción son amortizadas con cargo a los resultados del año mediante una tasa basada en las unidades producidas, a partir del año siguiente a aquél en el cual se incurren las inversiones. La amortización relacionada con el Bloque 21 comenzó en el año 2005.

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 - OPERADOR DEL CONSORCIO

Composición:

(Véase página siguiente)

NOTA 4 - OPERADOR DEL CONSORCIO

(Continuación)

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
<u>Cuentas por cobrar</u>		
Bloque 7 (1)	4,740,735	-
Bloque 21 (2)	<u>8,156,723</u>	<u>-</u>
	<u>12,897,458</u>	<u>-</u>
 <u>Cuentas por pagar</u>		
Bloque 7 (3)	-	263,120
Bloque 21 (4)	<u>-</u>	<u>1,509,636</u>
	<u>-</u>	<u>1,772,756</u>

- (1) Incluye el equivalente a un sobrelevante de crudo de 48,500 barriles, correspondiendo a la Sucursal 14,550 barriles, valorados al precio de mercado de US\$44.44.
- (2) Incluye el equivalente a un sobrelevante de crudo de 27,167 barriles, correspondiendo a la Sucursal 10,187 barriles, valorados al precio de mercado Napo de US\$37.75.
- (3) Incluye el equivalente a un sobrelevante de crudo de 31,146 barriles, correspondiendo a la Sucursal 9,344 barriles, valorados al precio de mercado de US\$30.22.
- (4) Incluye el equivalente a un sublevante de crudo de 26,283 barriles, correspondiendo a la Sucursal 9,856 barriles, valorados al precio de mercado Napo de US\$27.49.

NOTA 5 - INVENTARIOS

Composición:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Materiales - Bloque 7	1,740,155	1,136,898
Materiales - Bloque 21	<u>1,941,102</u>	<u>1,145,895</u>
	<u>3,681,257</u>	<u>2,282,793</u>

NOTA 6 - CUENTAS POR COBRAR LARGO PLAZO (OPERADOR DEL BLOQUE 10)

Como se menciona en la Nota 2 b), 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 de Perenco Ecuador Limited (Operador del Bloque 21) y por AGIP OIL ECUADOR B.V. – Sucursal Ecuador (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 recepción 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\$27,117,525 (2004: US\$26,790,454) en la construcción de dichas facilidades, de cuyo monto US\$10,169,072 (2004: US\$10,046,420) le corresponde a la Sucursal. 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\$1,004,642 (2004: US\$792,704) le corresponde a la Sucursal en relación con los conceptos antes mencionados los cuales fueron compensados con la cuenta por cobrar al Operador del Bloque 10.

NOTA 7 - INVERSIONES DE PRODUCCION

Composición:

(Véase página siguiente)

NOTA 7 - INVERSIONES DE PRODUCCION
(Continuación)

	<u>Bloque 7</u>	<u>Bloque 21</u>	<u>Total</u>
<u>2005</u>			
Inversiones de preproducción	342,268	76,004,793	76,347,061
Inversiones de producción	<u>58,661,506</u>	<u>20,605,030</u>	<u>79,266,536</u>
	59,003,774	96,609,823	155,613,597
Menos:			
Amortización acumulada	<u>(42,125,530)</u>	<u>(31,022,073)</u>	<u>(73,147,603)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2005	<u><u>16,878,244</u></u>	<u><u>65,587,750</u></u>	<u><u>82,465,994</u></u>
<u>2004</u>			
Inversiones de preproducción	342,268	76,413,177	76,755,445
Inversiones de producción	<u>51,348,482</u>	<u>3,683,866</u>	<u>55,032,348</u>
	51,690,750	80,097,043	131,787,793
Menos:			
Amortización acumulada	<u>(37,489,910)</u>	<u>(15,443,033)</u>	<u>(52,932,943)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2004	<u><u>14,200,840</u></u>	<u><u>64,654,010</u></u>	<u><u>78,854,850</u></u>

Movimiento:

(Véase página siguiente)

NOTA 7 - INVERSIONES DE PRODUCCION
(Continuación)

	<u>Bloque 7</u>	<u>Bloque 21</u>	<u>Total</u>
<u>Inversiones de preproducción</u>			
Saldo al 1 de enero del 2004	7,293	73,907,780	73,915,073
Reclasificación (1)	-	1,936,554	1,936,554
Adiciones, netas	-	408,384	408,384
Amortización del año	-	(15,282,573)	(15,282,573)
Saldo al 31 de diciembre del 2004	7,293	60,970,145	60,977,438
Reclasificación	-	(408,384)	(408,384)
Amortización del año	-	(15,347,109)	(15,347,109)
Saldo al 31 de diciembre del 2005	7,293	45,214,652	45,221,945
<u>Inversiones de producción</u>			
Saldo al 1 de enero del 2004	15,545,396	-	15,545,396
Adiciones, netas	3,992,074	3,683,864	7,675,938
Amortización del año	(5,343,922)	-	(5,343,922)
Saldo al 31 de diciembre del 2004	14,193,548	3,683,864	17,877,412
Adiciones, netas	7,313,023	16,512,782	23,825,805
Reclasificación	-	408,384	408,384
Amortización del año	(4,635,620)	(231,932)	(4,867,552)
Saldo al 31 de diciembre del 2005	16,870,951	20,373,098	37,244,049
	<u>16,878,244</u>	<u>65,587,750</u>	<u>82,465,994</u>

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 14).

NOTA 8 - IMPUESTOS POR PAGAR

Composición:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Provisión de Impuesto a la Renta al 1 de enero	4,982,456	2,063,018
Pago	(4,982,456)	(2,063,018)
Anticipos de Impuesto a la Renta durante el año	(3,188,262)	(1,394,068)
Retenciones de Impuesto a la renta por pagar	243	-
Impuesto a la Renta del año	<u>7,998,314</u>	<u>6,376,524</u>
Impuestos por pagar al 31 de diciembre	<u>4,810,295</u>	<u>4,982,456</u>

NOTA 9 - OTROS

Composición y movimientos:

	<u>Saldo Inicial</u>	<u>Incrementos</u>	<u>Pagos y/o utilizaciones</u>	<u>Saldo Final</u>
<u>2005</u>				
Otros pasivos (1)	4,507,273	5,679,922	(4,507,273)	5,679,922
<u>2004</u>				
Otros pasivos (1)	1,969,835	4,507,273	(1,969,835)	4,507,273

(1) Incluye principalmente la parte proporcional de la participación de los empleados en las utilidades del Consorcio del Bloque 7 y Bloque 21 que le corresponde a la Sucursal.

NOTA 10 - CASA MATRIZ

Composición:

<u>Pasivo a corto plazo</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Bloque 7	(9,261,703)	(6,587,059)
Bloque 21	<u>39,691,110</u>	<u>35,924,653</u>
Saldos al 31 de diciembre	<u><u>30,429,407</u></u>	<u><u>29,337,594</u></u>

Pasivo a corto plazo - Bloque 7

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Saldos al 1 de enero	(6,587,059)	6,172,004
. Fondos proporcionados por Casa Matriz durante el año por cuenta de la Sucursal local para el desenvolvimiento de sus operaciones y otros conceptos	24,388,712	17,976,564
. Cobros por ventas de crudo (1)	(29,304,021)	(32,146,326)
. Ajuste a los ingresos (Ver Nota 12)	-	1,419,711
. Otros (2)	<u>2,240,665</u>	<u>(9,012)</u>
Saldos al 31 de diciembre	<u><u>(9,261,703)</u></u>	<u><u>(6,587,059)</u></u>

Pasivo a corto plazo - Bloque 21

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Saldos al 1 de enero	35,924,653	25,000,000
. Porción corriente del pasivo a largo plazo (2)	-	37,366,297
. Fondos proporcionados por Casa Matriz durante el año por cuenta de la Sucursal local para el desenvolvimiento de sus operaciones y otros conceptos	37,962,982	14,614,579
. Otros (3)	2,260,411	313
. Cobros por ventas de crudo (1)	<u>(36,456,936)</u>	<u>(41,056,536)</u>
Saldos al 31 de diciembre	<u><u>39,691,110</u></u>	<u><u>35,924,653</u></u>

NOTA 10 - CASA MATRIZ

(Continuación)

- (1) El Operador del Consorcio paga directamente a la Casa Matriz los valores originados en las ventas de crudo. Dichos valores son deducidos del pasivo que la Sucursal mantiene con la Casa Matriz.
- (2) Como se explica en la Nota 2, una vez iniciada la etapa de explotación del Campo Yuralpa en el Bloque 21, la Sucursal ha estimado que producto de la venta de crudo de este bloque, generará los flujos suficientes para cancelar la porción corriente del pasivo a largo plazo con la Casa Matriz, detallado más adelante.
- (3) Porción de la participación laboral del año 2004 correspondiente a la Sucursal, pagado por el Operador con fondos proporcionados por la Casa Matriz.

Pasivo a largo plazo - Bloque 21

	2005	2004
Saldos al 1 de enero	30,000,000	67,366,297
. Porción corriente del pasivo a largo plazo (4)	-	(37,366,297)
Saldos al 31 de diciembre	<u>30,000,000</u>	<u>30,000,000</u>

- (4) Véase Pasivo a corto plazo – Bloque 21 en esta Nota.

Estas cuentas no devengan intereses ni tienen plazos definidos de pago.

NOTA 11 - 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. Estas reinversiones sólo podrán ser repatriadas, una vez que hayan permanecido en el país como inversión del contribuyente por un lapso mínimo de cinco años. El total de las utilidades reinvertidas al 31 de diciembre del 2004 se reclasificó a la cuenta reinversión de utilidades en el 2005, como se expone en el Estado de Cambios en el Patrimonio.

NOTA 12 - AJUSTE A LOS INGRESOS

Debido a un error en la compilación de datos contables, identificado después de la emisión de los estados financieros de la Sucursal del 2003, el importe de ingresos por producción de petróleo crudo informado en el estado de resultados del año terminado el 31 de diciembre del 2003 fue sobrestimado en aproximadamente US\$1,420,000, con una consecuente sobreestimación de US\$213,000 en la provisión de la participación de los empleados en las utilidades informadas en la cuenta Gastos operacionales y una sobreestimación de US\$301,000 en la provisión del impuesto a la renta por ese año. Estos efectos sobreestimaron la utilidad neta del año 2003 por US\$906,000. Los efectos de este error fueron corregidos en el 2004 disminuyendo los ingresos por producción de petróleo crudo, la provisión para participación de los empleados en las utilidades y el impuesto a la renta en los montos antes mencionados.

NOTA 13 - 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 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 37.5% del referido monto (US\$1,533,000) corresponde a la Sucursal.

NOTA 14 - SITUACION FISCAL

Auditorias Tributarias

El año 2002 esta siendo sujeto de determinación por la autoridades tributarias. Los años 2003 y siguientes no han sido fiscalizados por las autoridades tributarias.

Impuesto al Valor Agregado

Al 31 de diciembre del 2005, la Sucursal presenta entre su activo corriente una cuenta por cobrar por US\$14,558,738 (2004: US\$10,520,843) que corresponden 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\$973,920 (2004: US\$964,598). 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

NOTA 14 - SITUACION FISCAL (Continuación)

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 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 15 - EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2004 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.