

EP-88288

BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS FINANCIEROS

31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003

A.
Ingresar y enviar
al Archivo General
05.06.15

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al señor Apoderado General

Burlington Resources Oriente Limited
(Sucursal Ecuador)

Quito, 6 de mayo del 2005

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de Burlington Resources Oriente Limited (Sucursal Ecuador) al 31 de diciembre del 2004 y 2003 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 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 2004 y 2003 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.
5. Tal como se indica en la Nota 14 a los estados financieros, al 31 de diciembre del 2004 la Sucursal presenta en el activo corriente una cuenta por cobrar por US\$10,520,843 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

Al señor Apoderado General
BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
Quito, 6 de mayo del 2005

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 del Operador del Consorcio, 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

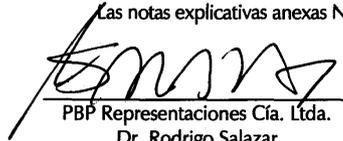


**BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)**

**BALANCES GENERALES
31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003
(Expresados en dólares estadounidenses)**

<u>Activo</u>	<u>Referencia a Notas</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>Pasivo y patrimonio</u>	<u>Referencia a Notas</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE			
Caja y bancos		44,557	53,936	Cuentas por pagar			
Cuentas por cobrar				Casa Matriz	10	29,337,594	31,172,004
Impuestos por cobrar	14	10,520,843	9,800,415	Operador del Consorcio	4	1,772,756	-
Operador del Consorcio	4	-	3,931,270	Pasivos acumulados			
Operador Bloque 10	6	925,371	7,725,166	Impuestos por pagar	8	4,982,456	2,063,103
Otras cuentas por cobrar		-	4,224	Otros	9	4,507,273	1,969,835
		<u>11,446,214</u>	<u>21,461,075</u>				
Inventarios	5	2,282,793	1,744,052	Total del pasivo corriente		40,600,079	35,204,942
Total del activo corriente		13,773,564	23,259,063	PASIVO A LARGO PLAZO - CASA MATRIZ	10	30,000,000	67,366,297
CUENTAS POR COBRAR	6	8,328,345	-	PATRIMONIO (según estados adjuntos)		30,854,296	12,434,757
ACTIVOS FIJOS, neto		491,716	349,909				
INVERSIONES DE PRE-PRODUCCION Y PRODUCCION, neto	7	78,854,850	89,460,469				
OTROS ACTIVOS		5,900	-				
CARGOS DIFERIDOS		-	1,936,555				
		<u>101,454,375</u>	<u>115,005,996</u>			<u>101,454,375</u>	<u>115,005,996</u>

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


PBP Representaciones Cía. Ltda.
Dr. Rodrigo Salazar
Representante Legal


Deloitte & Touche
Contador

BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)

ESTADOS DE RESULTADOS
AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2004 y 2003
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Referencia a Notas	2004	2003
Ingresos por producción de crudo		72,235,131	26,881,738
Gastos operacionales		<u>(47,501,421)</u>	<u>(16,052,341)</u>
		24,733,710	10,829,397
Otros ingresos		<u>62,353</u>	<u>41,451</u>
Utilidad antes de impuestos		24,796,063	10,870,848
Impuesto a la renta	8	<u>(6,376,524)</u>	<u>(2,788,268)</u>
Utilidad neta del año		<u><u>18,419,539</u></u>	<u><u>8,082,580</u></u>

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


PBP Representaciones Cía. Ltda.
Dr. Rodrigo Salazar
Representante Legal


Deloitte & Touche
Contador

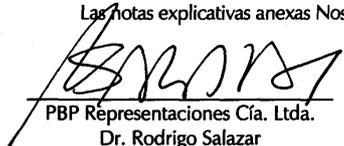
BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)

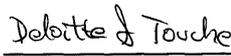
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003
(Expresados en dólares estadounidenses)

	Capital asignado	Reinversión de utilidades	Resultados acumulados	Total
Saldos al 1 de enero del 2003	4,000	-	4,348,177	4,352,177
Utilidad neta del año	-	-	8,082,580	8,082,580
Saldos al 31 de diciembre del 2003	4,000	-	12,430,757	12,434,757
Reinversión de utilidades	-	1,267,383 (1)	(1,267,383)	-
Utilidad neta del año	-	-	18,419,539	18,419,539
Saldos al 31 de diciembre del 2004	4,000	1,267,383	29,582,913	30,854,296

(1) Ver Nota 11

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


PBP Representaciones Cía. Ltda.
Dr. Rodrigo Salazar
Representante Legal


Deloitte & Touche
Contador

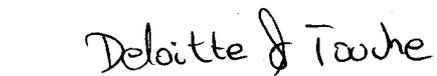
**BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED
(SUCURSAL ECUADOR)**

**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2004 Y 2003
(Expresados en dólares estadounidenses)**

	Referencia a Notas	2004	2003
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		18,419,539	8,082,580
Más cargos a resultados que no representan movimiento de efectivo:			
Depreciación de activos fijos		136,224	50,253
Amortización de inversiones	7	20,626,495	5,124,388
Amortización de cuentas por cobrar Bloque 10	6	792,704	-
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar		(722,104)	(5,695,179)
Inventarios		(538,741)	665,331
Cuentas por cobrar / pagar al Operador		5,704,026	(4,093,549)
Cuentas por cobrar Bloque 10		(2,321,254)	(7,725,166)
Pasivos acumulados		5,456,791	1,559,254
Efectivo neto provisto por (usado en) en las actividades de operación		<u>47,553,680</u>	<u>(2,032,088)</u>
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Incremento neto en activos fijos		(278,031)	(64,820)
Incremento en inversiones de producción	7	<u>(8,084,321)</u>	<u>(39,587,083)</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión		<u>(8,362,352)</u>	<u>(39,651,903)</u>
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Fondos (pagados a) recibidos de Casa Matriz	10	<u>(39,200,707)</u>	<u>41,733,927</u>
Efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de financiamiento		<u>(39,200,707)</u>	<u>41,733,927</u>
(Disminución) Aumento neto de efectivo		(9,379)	49,936
Efectivo al principio del año		<u>53,936</u>	<u>4,000</u>
Efectivo al fin del año		<u><u>44,557</u></u>	<u><u>53,936</u></u>

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


 PBP Representaciones Cía. Ltda.
 Dr. Rodrigo Salazar
 Representante Legal


 Deloitte & Touche
 Contador

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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DEL 2004 y 2003**

NOTA 1 - OBJETO LEGAL

La Superintendencia de Compañías, mediante Resolución No.99.1.1.1.2425 del 5 de octubre de 1999 e inscrita en el Registro Mercantil el 15 de octubre de 1999, concedió un permiso para operar en el Ecuador a la compañía extranjera Burlington Resources Oriente Limited, 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 DEL CONSORCIO

a) BLOQUE 7 -

Antecedentes

La Sucursal forma 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, modificado en los términos descritos mas adelante. El Consorcio lo integran Perenco Ecuador Limited, Preussag Energie GMBH, y la Sucursal. Durante el 2004 y 2003 la participación fue la siguiente:

	%
Burlington Resources Oriente Limited	30
Perenco Ecuador Limited	45
Preussag Energie GMBH	25
	<hr/>
	100
	<hr/> <hr/>

El 30 % 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 la Compañía Latinoamericana Petrolera Número Dos S.A. Clapsa Número Dos y a Sociedad Internacional Petrolera S.A. a ceder a Burlington Resources Oriente Limited los derechos y obligaciones que mantenía en el contrato entre el Consorcio y PETROECUADOR. Esta cesión del 25% de derechos y obligaciones se inscribió en el Registro de Hidrocarburos el 28 de febrero del 2002.

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO

(Continuación)

- (2) Con fecha 4 de octubre de 1999 se inscribió en el Registro de Hidrocarburos el cambio de nombre del Operador, Kerr-McGee Ecuador Energy Company, anteriormente denominado Oryx Ecuador Energy Company. Mediante Acuerdo Ministerial No.342 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 que Kerr-McGee Ecuador Energy Company 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

Cuentas por cobrar	35,897
Impuestos - IVA por cobrar	1,956,426
Otras cuentas por cobrar	18,420
Inventarios	1,380,123
Inversiones de producción, neto	22,097,589
Activos fijos, neto	132,984
	<u>25,621,439</u>

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

Con fecha 31 de marzo del 2000 se inscribió en el Registro de Hidrocarburos la modificación del contrato de riesgo de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 7, mediante la cual el contrato fue adaptado a la modalidad de participación. El período de explotación durará hasta el 16 de agosto del 2010.

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:

(Véase página siguiente)

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO

(Continuación)

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)	65.0%

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%

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 al Operador 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%

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO

(Continuación)

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.

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 2004 y 2003

La producción estimada de petróleo crudo del campo Coca-Payamino registró un volumen total fiscalizado por la DNH de 2,413,743 barriles (2003: 2,725,127 barriles), correspondiendo al Consorcio 1,722,006 barriles (2003: 1,907,589 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 1,869,605 barriles (2003: 1,636,483 barriles) de los cuales 1,458,225 barriles (2003: 1,247,000 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.

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO

(Continuación)

El Consorcio lo integran Perenco Ecuador Limited, Preussag Energie GMBH, y la Sucursal. Durante el 2004 y 2003 la participación fue la siguiente:

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

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>33,790,906</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.

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO

(Continuación)

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

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, registrando una producción al 31 de diciembre del 2003 de 32,017 barriles de crudo.

Principales actividades durante el 2004 y 2003

Durante el año las principales actividades del Consorcio correspondieron a inversiones por alrededor de US\$9.8 millones (2003 – US\$94.2 millones), de los cuales US\$7.8 millones (2003 – US\$38.6 millones) corresponde a la perforación de dos pozos (seis pozos durante el 2003), US\$1.5 millones en la construcción de 7 kilómetros de tubería para la inyección de agua de formación; en el 2003 US\$22.4 millones correspondieron a la construcción de la central de generación de energía eléctrica (PGF) cuyos motores pueden trabajar con diesel o con crudo y US\$29.7 millones relacionados con la construcción del oleoducto secundario Yuralpa – Puerto Napo.

NOTA 2 - OPERACIONES DEL CONSORCIO

(Continuación)

La producción estimada de petróleo crudo del campo Yuralpa registró un volumen total fiscalizado por la DNH de 4,778,860 barriles (2003: 32,017 barriles), correspondiendo al Consorcio 3,899,892 barriles (2003: 13,041 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 Notas 3 f) y 7. 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.

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 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

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

registradas en el Bloque 7 y 21. Para el Bloque 7 el monto asciende a US\$2,240,665 (2003: US\$1,968,189) y para el Bloque 21 a US\$2,260,411 (2003: cero).

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 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.

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.

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

(Continuación)

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 pre-producción. 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) 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. Para propósitos del cálculo de dicha amortización para el año 2004, la Sucursal utiliza el volumen de reservas establecido por la DNH al 31 de diciembre del 2003, dicho volumen asciende a 12,477,230 (2003 - 14,282,407) barriles para el bloque 7 (la amortización de inversiones de producción en el bloque 21 comenzará en el 2005). El volumen de reservas comunicadas por la DNH al 31 de diciembre del 2003 (aplicable para la determinación de la amortización en el 2004) es de 9,977,230 barriles los cuales fueron incrementados, según Acuerdo Ministerial 039 del 26 de marzo del 2004 por 2,500,000 barriles relacionadas a las reservas adicionales del campo Oso (Ver nota 2).

h) Recupero de las inversiones de pre-producción y producción -

Basado en las reservas de petróleo crudo vigentes, la Sucursal ha estimado que los saldos de las Inversiones de Pre-producción y producción incurridos en los Bloques 7 y 21 al 31 de diciembre del 2004, son recuperables en el periodo restante de vigencia de cada contrato.

**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.

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

(Continuación)

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:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
<u>Cuentas por cobrar</u>		
Bloque 7 (1)	-	2,424,513
Bloque 21 (2)	-	1,506,757
	<u>-</u>	<u>3,931,270</u>
<u>Cuentas por pagar</u>		
Bloque 7 (3)	263,120	-
Bloque 21 (4)	1,509,636	-
	<u>1,772,756</u>	<u>-</u>

- (1) Incluye el equivalente a un sublevante de crudo de 86,960 barriles, correspondiendo a la Sucursal 26,088 barriles, valorados al precio de mercado de US\$26.39
- (2) Incluye el equivalente a un sublevante de crudo de 10,495 barriles, correspondiendo a la Sucursal 3,936 barriles, valorados al precio de mercado Napo de US\$23.24
- (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>2004</u>	<u>2003</u>
Materiales - Bloque 7	1,136,898	1,308,239
Materiales - Bloque 21	<u>1,145,895</u>	<u>435,813</u>
	<u><u>2,282,793</u></u>	<u><u>1,744,052</u></u>

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

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 12 de diciembre del 2003, ambos operadores firmaron un Acuerdo Provisional de Transporte de Crudo a través del referido oleoducto secundario; la firma de un contrato de transporte definitivo basado en el contrato marco fue efectuado entre las partes el 1 de agosto del 2003 y aún está pendiente la aprobación requerida por el Consejo de Administración de PETROECUADOR. Dicho convenio marco indica que el operador del Bloque 21 construirá una estación de bombeo para posibilitar la evacuación del petróleo crudo producido en el Bloque 21 a través del referido oleoducto secundario. Hasta el 31 de diciembre del 2004, el consorcio del Bloque 21 ha invertido en la construcción de esta estación costos por un total de US\$26,790,454 (2003 – US\$20,600,408), de cuyo monto US\$10,046,420 (2003 - US\$7,725,166) le corresponde a la Sucursal. Dicho costo fue registrado como una cuenta por cobrar al operador del Bloque 10. El 30 de noviembre del 2004, el operador del bloque 10 y el operador del bloque 21 formalizaron la entrega de la estación de bombeo lo que permitió a la Sucursal el recupero de la cuenta por cobrar. US\$792,704 fue recuperado en el 2004.

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>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>
<u>2003</u>			
Inversiones de preproducción	342,268	74,068,240	74,410,508
Inversiones de producción	<u>47,356,409</u>	<u>-</u>	<u>47,356,409</u>
	47,698,677	74,068,240	121,766,917
Menos:			
Amortización acumulada	<u>(32,145,988)</u>	<u>(160,460)</u>	<u>(32,306,448)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2003	<u><u>15,552,689</u></u>	<u><u>73,907,780</u></u>	<u><u>89,460,469</u></u>

(Véase página siguiente)

NOTA 7 - INVERSIONES DE PRODUCCION
(Continuación)

Movimiento:

	<u>Bloque 7</u>	<u>Bloque 21</u>	<u>Total</u>
<u>Inversiones de preproducción</u>			
Saldo inicial al 1 de enero del 2003	9,491	38,752,327	38,761,818
Adiciones, netas	-	35,315,913	35,315,913
Amortización del año	<u>(2,198)</u>	<u>(160,460)</u>	<u>(162,658)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2003	7,293	73,907,780	73,915,073
Reclasificación (1)	-	1,936,555	1,936,555
Adiciones, netas	-	408,383	408,383
Amortización del año	<u>-</u>	<u>(15,282,573)</u>	<u>(15,282,573)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2004	<u>7,293</u>	<u>60,970,145</u>	<u>60,977,438</u>
<u>Inversiones de producción</u>			
Saldo inicial al 1 de enero del 2003	16,235,955	-	16,235,955
Adiciones, netas	4,271,171	-	4,271,171
Amortización del año	<u>(4,961,730)</u>	<u>-</u>	<u>(4,961,730)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2003	15,545,396	-	15,545,396
Adiciones, netas	3,992,074	3,683,864	7,675,938
Amortización del año	<u>(5,343,922)</u>	<u>-</u>	<u>(5,343,922)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2004	<u>14,193,548</u>	<u>3,683,864</u>	<u>17,877,412</u>
	<u>14,200,841</u>	<u>64,654,009</u>	<u>78,854,850</u>

(1) Ver Nota 3 f).

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 7 - INVERSIONES DE PRODUCCION

(Continuación)

La DNH ha realizado la auditoría de las operaciones efectuadas en el Bloque 7 y 21 por los años 1985 al 2003 y 1995 al 2003, respectivamente. Con respecto a los informes emitidos, la Operadora del Consorcio no ha presentado impugnaciones considerando que, frente al total de las inversiones, no existen valores significativos en discusión.

NOTA 8 - IMPUESTOS POR PAGAR

Composición:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Provisión de Impuesto a la Renta al 1 de enero	2,063,018	1,450,400
Pago de la provisión	(2,063,018)	(1,450,400)
Anticipos de Impuesto a la Renta durante el año	(1,394,068)	(725,250)
Impuesto a la Renta del año	<u>6,376,524</u>	<u>2,788,268</u>
Provisión de Impuesto a la Renta al 31 de diciembre	<u>4,982,456</u>	<u>2,063,018</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>2004</u>				
Otros pasivos (1)	1,969,835	4,507,273	(1,969,835)	4,507,273
<u>2003</u>				
Otros pasivos (1)	1,023,284	1,969,835	(1,023,284)	1,969,835

(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>2004</u>	<u>2003</u>
Bloque 7	(6,587,059)	6,172,004
Bloque 21	<u>35,924,653</u>	<u>25,000,000</u>
Saldos al 31 de diciembre	<u>29,337,594</u>	<u>31,172,004</u>

Pasivo a corto plazo – Bloque 7

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Saldos al 1 de enero	6,172,004	14,955,715
. Fondos proporcionados por Casa Matriz durante el año por cuenta de la Sucursal local para el desenvolvimiento de sus operaciones y otros conceptos	17,976,564	18,738,377
. Cobros por ventas de crudo (1)	(32,146,326)	(27,522,088)
. Ajuste a los ingresos (Ver Nota 12)	1,419,711	-
. Otros	<u>(9,012)</u>	<u>-</u>
Saldos al 31 de diciembre	<u>(6,587,059)</u>	<u>6,172,004</u>

Pasivo a corto plazo - Bloque 21

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Saldos al 1 de enero	25,000,000	-
. Porción corriente del pasivo a largo plazo (2)	37,366,297	25,000,000
. Fondos proporcionados por Casa Matriz durante el año por cuenta de la Sucursal local para el desenvolvimiento de sus operaciones y otros conceptos	14,614,579	-
. Otros	313	-
. Cobros por ventas de crudo (1)	<u>(41,056,536)</u>	<u>-</u>
Saldos al 31 de diciembre	<u>35,924,653</u>	<u>25,000,000</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.

Pasivo a largo plazo - Bloque 21

	2004	2003
Saldos al 1 de enero	67,366,297	41,848,659
. Fondos proporcionados por la Casa Matriz durante el año por cuenta de la Sucursal local para el desenvolvimiento de sus operaciones y otros conceptos	-	50,517,638
. Porción corriente del pasivo a largo plazo (3)	<u>(37,366,297)</u>	<u>(25,000,000)</u>
Saldos al 31 de diciembre	<u>30,000,000</u>	<u>67,366,297</u>

- (3) 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 2003 se reclasificó a la cuenta reinversión de utilidades en el 2004, 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

Los años 2001 y siguientes no han sido fiscalizados por las autoridades tributarias.

Cambios en la legislación

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 2005, nuevas normas sobre la determinación de resultados tributables originados en operaciones con partes relacionadas.

Impuesto al Valor Agregado

Al 31 de diciembre del 2004, la Sucursal presenta entre sus activos cuentas por cobrar por US\$10,520,843 (2003 – US\$9,800,415) que corresponden al Impuesto al Valor Agregado pagado

NOTA 13 – SITUACION FISCAL
(Continuación)

en importaciones y compras locales de bienes y servicios; por el Bloque 7 US\$4,281,785 (2003 - US\$3,411,519) y por el Bloque 21 US\$6,239,058 (2003 - US\$6,388,896). 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 elaborar productos de exportación. Las autoridades han negado los reclamos de devolución del crédito tributario presentados por el Operador del Consorcio por un valor de US\$3,262,000 de los cuales US\$978,600 corresponden a la Sucursal debido a que, basado en su interpretación de las regulaciones actuales, consideran que dicho crédito tributario es no reembolsable. En estas circunstancias, el Operador del Consorcio ha presentado un reclamo al Tribunal Distrital de lo Fiscal. Adicionalmente, en enero y marzo del 2004, el Operador del Consorcio ha presentado reclamos de devolución del crédito tributario del Bloque 7 por los períodos comprendidos entre julio y diciembre del 2002 y de enero a diciembre del 2003 por US\$4,591,907 y US\$2,810,245, respectivamente, de los cuales le corresponde a la Sucursal US\$2,220,646. 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. El crédito tributario por IVA generado con posterioridad a esta nueva disposición, incluido en el monto mencionado más arriba es de aproximadamente US\$816,000. 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 del Operador del Consorcio, no es posible anticipar el resultado final de estos asuntos. Por lo tanto, no es factible establecer si dichos créditos tributarios podrán recuperarse.

NOTA 14 - EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2004 y la fecha de emisión de los estados financieros (6 de mayo del 2005), 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.