

59. 838

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador:

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador (una sucursal de Repsol YPF Ecuador S.A. constituida en España) al 31 de diciembre del 2005 y 2004 y los correspondientes estados de resultados, de déficit patrimonial y de flujos de caja por los años terminados en esas fechas. Dichos estados financieros son responsabilidad de la Gerencia de la Sucursal. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados financieros basada en nuestras auditorías.
2. Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en el Ecuador. Dichas normas requieren que una auditoría sea diseñada y realizada para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen errores importantes. Una auditoría incluye el examen, a base de pruebas selectivas, de la evidencia que sustenta las cantidades y revelaciones presentadas en los estados financieros. Incluye también la evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones importantes hechas por la gerencia, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías proveen una base razonable para nuestra opinión.
3. Tal como se explica en la Nota 2, los estados financieros mencionados en el primer párrafo fueron preparados de acuerdo con normas ecuatorianas de contabilidad, complementadas en ciertos aspectos con disposiciones de los Reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos emitidos por el Gobierno Ecuatoriano, las cuales podrían diferir de las Normas Internacionales de Información Financiera. Por lo tanto, los estados financieros adjuntos no tienen como propósito presentar la posición financiera, resultados de operación y flujos de caja de Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador de conformidad con principios de contabilidad y prácticas generalmente aceptadas en países y jurisdicciones diferentes a los de la República del Ecuador.
4. Al 31 de diciembre del 2004, la Sucursal determinó la necesidad de constituir una provisión por US\$281 millones por el posible deterioro de sus activos y por contratos a largo plazo que se estiman de difícil cumplimiento, para lo cual se consideró principalmente las estimaciones de los niveles de producción esperados hasta la finalización de los Contratos de Participación en los cuales la Sucursal es parte. Tal como se explica en la Nota 17 a los estados financieros adjuntos, durante el año 2005, la Sucursal restableció los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2004 adjuntos a este informe, para dar efecto retroactivo al reconocimiento de los efectos de la provisión requerida mencionada precedentemente. Debido a esta circunstancia, nuestra opinión sobre los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2004, aquí presentada, difiere de la expresada en nuestro dictamen anterior de fecha Febrero 2 del 2005.

Member of
Deloitte Touche Tohmatsu

5. Tal como se menciona más ampliamente en la Nota 19 a los estados financieros adjuntos, la Sucursal se encuentra involucrada en una serie de reclamaciones efectuadas en su contra que, en nuestra opinión, requieren la constitución de provisiones por US\$28.9 millones al 31 de diciembre del 2004. Tal como se explica en la Nota 17 a los estados financieros adjuntos, durante el año 2005, la Sucursal restableció los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2004 adjuntos a este informe, para dar efecto retroactivo al reconocimiento de los efectos de las provisiones requeridas por las mencionadas contingencias. Debido a esta circunstancia, nuestra opinión sobre los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2004, aquí presentada, difiere de la expresada en nuestro dictamen anterior de fecha Febrero 2 del 2005.
6. De acuerdo con lo establecido en la resolución No. 99.1.3.3.0011 de la Superintendencia de Compañías del Ecuador, al 31 de diciembre de 1999, la Sucursal sufrió pérdida en cambio para amortizarla a partir del año 2000, en un plazo de hasta cinco años. Durante el año 2004, la Sucursal amortizó con cargo a resultados US\$18.8 millones de la pérdida en cambio diferida, respectivamente. De acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, las pérdidas en cambio deben registrarse en los resultados del año en que tiene lugar la variación en el tipo de cambio que las origina. En razón de lo anteriormente mencionado, la pérdida neta por el año terminado el 31 de diciembre del 2004 se encuentra sobreestimada en US\$18.8 millones.
7. En nuestra opinión, excepto por los efectos del asunto mencionado en el párrafo 6 para el año 2004, los referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la posición financiera de Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador al 31 de diciembre del 2005 y 2004, los resultados de sus operaciones, los cambios en su déficit patrimonial y sus flujos de caja por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con normas ecuatorianas de contabilidad, complementadas en ciertos aspectos con disposiciones del Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos emitido por el Gobierno Ecuatoriano.
8. Según se menciona con mayor detalle en la Nota 19 a los estados financieros, el 17 de agosto del 2001 la Contraloría General del Estado emitió una glosa relacionada con diferencias en el pago de las tarifas de transporte de petróleo crudo de la Contratista del Bloque 16 a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), en la que se establece la obligación de pagar a Petroecuador US\$60.6 millones (US\$21.2 millones corresponden a la Sucursal). Las cuentas por pagar del balance general adjunto al 31 de diciembre del 2004, incluyen una provisión de US\$21 millones (US\$7.4 millones corresponden a la Sucursal) para cubrir cualquier pérdida que podría resultar de este asunto. Al 31 de diciembre del 2005, la Administración de la Sucursal en base a nuevos elementos de juicio tomó la decisión de provisionar la totalidad del valor de la referida glosa más los correspondientes intereses.
9. Los estados financieros adjuntos han sido preparados asumiendo que la Sucursal continuará como negocio en marcha. Según se menciona en la Nota 1 a los estados financieros adjuntos, al 31 de diciembre del 2004, la Sucursal presenta un capital de trabajo negativo de US\$88.2 millones, pérdidas netas por el año terminado el 31 de diciembre del 2005 y 2004 de US\$262.5 millones y US\$274.6 millones, un déficit acumulado de US\$614.7 millones y US\$352.2 millones y un déficit patrimonial al 31 de diciembre del 2005 y 2004 de US\$485.2 millones y US\$331.7 millones respectivamente. De acuerdo con disposiciones legales, cuando las pérdidas alcanzan el 50% o más de capital asignado y el total de las reservas, la Sucursal está en causal de disolución. En caso de ser requerido por la Superintendencia de Compañías del Ecuador, la Sucursal debe presentar un plan que incluya las medidas que se adoptarán para salir de dicha causal. El plan de la Gerencia relativo a este asunto se describe en la Nota 1 a los estados financieros adjuntos.

10. Tal como se menciona en la Nota 1 a los estados financieros adjuntos, de acuerdo con disposiciones legales locales, a partir del 1 de enero del 2006, la Sucursal como operadora del Bloque 16, debe constituir legalmente un Consorcio que registre los activos y pasivos transferidos por cada uno de los socios, así como todas las operaciones relacionadas con el Bloque 16 y el área Tivacuno.

Deloitte & Touche

Marzo 27, 2006
Registro No. 019

Jorge Salto
Licencia No. 16555

REPSOL YPF ECUADOR S. A. - SUCURSAL ECUADOR**BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004**

(Expresados en miles de U.S. dólares)

ACTIVOS	Notas	2005	2004
ACTIVOS CORRIENTES:			
Bancos	4	14,118	353
Cuentas por cobrar comerciales	5	22,208	28,996
Cuentas por cobrar a compañías socias	6	291	
Inventarios		3,714	3,785
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	7	90,577	66,202
Total activos corrientes		<u>130,908</u>	<u>99,336</u>
MOBILIARIO Y EQUIPO		<u>729</u>	<u>489</u>
INVERSIONES EN EXPLORACION Y EXPLOTACION	8	231,261	211,203
OTROS ACTIVOS	9	—	—
TOTAL		<u>362,898</u>	<u>311,028</u>
PASIVOS Y DEFICIT PATRIMONIAL			
PASIVOS CORRIENTES:			
Cuentas por pagar	10	49,021	45,197
Cuentas por pagar a compañías socias	6	54,393	21,209
Compañías relacionadas	11	11,775	116,423
Participación a trabajadores	12	6,002	514
Impuesto a la renta	13	8,373	728
Otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar		4,199	3,423
Total pasivos corrientes		<u>133,763</u>	<u>187,494</u>
INGRESOS DIFERIDOS		—	7,099
PASIVOS A LARGO PLAZO	15	714,298	448,092
DEFICIT PATRIMONIAL:			
Capital asignado	16	2	2
Aportes para futuras capitalizaciones		129,490	20,500
Déficit acumulado		(614,655)	(352,159)
Total déficit patrimonial		<u>(485,163)</u>	<u>(331,657)</u>
TOTAL		<u>362,898</u>	<u>311,028</u>

Ver notas a los estados financieros

RÉPSOL YPF ECUADOR S. A. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADOS DE RESULTADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004**

(Expresados en miles de U.S. dólares)

	Nota	2005	2004
INGRESOS:			
Ventas de crudo		187,133	162,155
Ingresos por servicios específicos		<u>4,119</u>	<u>3,183</u>
Total		<u>191,252</u>	<u>165,338</u>
COSTO DE OPERACION:			
Costos de operación	18	37,083	76,878
Amortización, agotamiento y depreciación		<u>35,727</u>	<u>28,512</u>
Total		<u>72,810</u>	<u>105,390</u>
MARGEN BRUTO			
		118,442	59,948
GASTOS DE ADMINISTRACION			
	15	<u>305,209</u>	<u>266,481</u>
PERDIDA DE OPERACIONES			
		<u>186,767</u>	<u>206,533</u>
OTROS GASTOS (INGRESOS):			
Intereses pagados	18	14,066	11,571
Provisiones por contingencias fiscales	15	48,715	28,980
Amortización de pérdidas en cambio	9		18,804
Otros gastos (ingresos), neto	18	<u>(1,557)</u>	<u>7,423</u>
Total		<u>61,224</u>	<u>66,778</u>
PERDIDA ANTES DE PARTICIPACION A TRABAJADORES E IMPUESTO A LA RENTA			
		<u>247,991</u>	<u>273,311</u>
MAS:			
Participación a trabajadores	12	6,002	514
Impuesto a la renta	13	<u>8,503</u>	<u>728</u>
Total		<u>14,505</u>	<u>1,242</u>
PERDIDA NETA			
		<u>262,496</u>	<u>274,553</u>

Ver notas a los estados financieros

RÉPSOL YPF ECUADOR S. A. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADOS DE DEFICIT PATRIMONIAL
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004**
(Expresados en miles de U.S. dólares)

	<u>Notas</u>	<u>Capital Asignado</u>	<u>Aportes para Futuras Capitalizaciones</u>	<u>Déficit Acumulado</u>	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2003, informados previamente		2	20,500	(30,104)	(9,602)
Ajustes de años anteriores	17	—	—	(47,502)	(47,502)
Saldos al 31 de diciembre del 2003, restablecidos		2	20,500	(77,606)	(57,104)
Pérdida neta		—	—	(274,553)	(274,553)
Saldos al 31 de diciembre del 2004		2	20,500	(352,159)	(331,657)
Aporte de Casa Matriz mediante compensación de deuda	11	—	108,990	—	108,990
Pérdida neta		—	—	(262,496)	(262,496)
Saldos al 31 de diciembre del 2005		<u>2</u>	<u>129,490</u>	<u>(614,655)</u>	<u>(485,163)</u>

Ver notas a los estados financieros

RÉPSOL YPF ECUADOR S. A. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADOS DE FLUJOS DE CAJA
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004**

(Expresados en miles de U.S. dólares)

	2005	2004
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Recibido de clientes y socias	212,515	184,947
Pagado a proveedores, partes relacionadas y trabajadores	(151,591)	(156,659)
Intereses pagados	(13,896)	(11,606)
Participación a trabajadores	(514)	
Impuesto a la renta	(858)	
Otros ingresos, neto	373	5,559
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>46,029</u>	<u>22,241</u>
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Incremento en mobiliario y equipo	(240)	(38)
Incremento en inversiones de exploración y explotación	(38,522)	(25,567)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(38,762)</u>	<u>(25,605)</u>
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Incremento de obligaciones financieras y efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento	<u>6,498</u>	<u>—</u>
CAJA Y EQUIVALENTES DE CAJA:		
Incremento (Disminución) neto durante el año	13,765	(3,364)
Comienzo del año	<u>353</u>	<u>3,717</u>
FIN DEL AÑO	<u>14,118</u>	<u>353</u>

(Continúa...)

RÉPSOL YPF ECUADOR S. A. - SUCURSAL ECUADOR

ESTADOS DE FLUJOS DE CAJA (Continuación...)

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004

(Expresados en miles de U.S. dólares)

	2005	2004
CONCILIACION DE LA PERDIDA NETA CON EL EFECTIVO		
NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Pérdida neta	(262,496)	(274,553)
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto		
proveniente de actividades de operación		
Amortización de inversiones de exploración y explotación	35,728	28,512
Depreciación de mobiliario y equipo		14
Amortización de pérdida en cambio diferida y otros activos		18,804
Provisión para cuentas incobrables	10,901	
Provisión por contratos a largo plazo	222,217	233,500
Provisiones por contingencias fiscales	38,606	28,980
Reversión de provisiones	(1,115)	
Ingresos diferidos realizados	(860)	(940)
Cambios en activos y pasivos:		
Cuentas por cobrar comerciales	(4,113)	425
Inventarios	71	(1,374)
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	(24,375)	(9,473)
Cuentas por cobrar a compañías socias	(291)	3,621
Cuentas por pagar	(13,440)	2,026
Cuentas por pagar a compañías socias	25,376	24,269
Intereses por pagar	170	(35)
Compañías relacionadas	5,911	(37,822)
Participación a trabajadores	5,488	514
Impuesto a la renta	7,645	728
Otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar	606	5,045
	<u>46,029</u>	<u>22,241</u>
EFFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION		
TRANSACCIONES QUE NO GENERARON MOVIMIENTO DE EFFECTIVO:		
Aportes para futura capitalización mediante compensación de créditos	108,990	
Incremento de inversiones de exploración y explotación pendientes de pago	17,264	1,350
Ajuste saldos iniciales de cuentas por pagar a socios con ingreso diferido	7,808	
Gastos operacionales pendientes de pago		296
Distribución a socios de inversiones de exploración y explotación		3,059
y gastos operacionales pendientes de pago		8,706
Provisión por glosas de compañías socias		1,106
Castigo de IVA por cobrar		4,110
Provisión para abandono de campos	(1,115)	

Ver notas a los estados financieros

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005 Y 2004**

1. OPERACIONES Y ENTORNO ECONOMICO

Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador es una sucursal de Repsol YPF Ecuador constituida en España, la cual está domiciliada en el Ecuador y su actividad principal es la exploración y explotación de petróleo crudo.

Los estados financieros adjuntos han sido preparados asumiendo que la Sucursal continuará como negocio en marcha. Al 31 de diciembre del 2004, la Sucursal presenta un capital de trabajo negativo de US\$88.2 millones, pérdidas netas por el año terminado el 31 de diciembre del 2005 y 2004 de US\$262.5 millones y US\$274.6 millones, un déficit acumulado de US\$614.7 millones y US\$352.2 millones y un déficit patrimonial al 31 de diciembre del 2005 y 2004 de US\$485.2 millones y US\$331.7 millones respectivamente. De acuerdo con disposiciones legales, cuando las pérdidas alcancen el 50% o más de capital asignado y el total de las reservas, la Sucursal está en causal de disolución. La Gerencia de la Sucursal solicitará a la Casa Matriz los aportes necesarios para cubrir la deficiencia patrimonial y salir de dicha causal.

Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi - Capirón - El 27 de diciembre de 1996, la Contratista que opera el Bloque 16, en el cual la Sucursal, desde enero del 2001, mantiene una participación del 35%, y es operadora, firmó con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador los acuerdos modificatorios de los contratos de prestación de servicios a contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16 en un área de 200,000 hectáreas en el oriente ecuatoriano, la explotación unificada de los yacimientos comunes del campo Bogi - Capirón y el desarrollo y producción de petróleo crudo en el área de Tivacuno. Dichos acuerdos entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 1997.

Los contratos establecen que el Estado Ecuatoriano y Petroecuador no asumen riesgo alguno por la exploración y explotación. La producción de petróleo crudo será distribuida entre la Contratista y el Estado Ecuatoriano de acuerdo con los porcentajes establecidos (Véase porcentajes más adelante). Las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración del crudo están a cargo de la Contratista. El período de explotación rige hasta el 31 de enero del 2012, pudiendo ser prorrogable siempre y cuando convenga a los intereses del Estado Ecuatoriano. Al término del período de explotación, la Contratista entregará a Petroecuador, sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura de propiedad de la Contratista.

Los principales aspectos establecidos en los acuerdos modificatorios a los contratos antes mencionados se detallan a continuación:

La Contratista tiene el derecho exclusivo de ejecutar, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración de petróleo crudo y explotación adicional en el área del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi - Capirón, invirtiendo los capitales y utilizando el personal, los equipos, maquinarias y tecnología necesarios para su cabal cumplimiento, por lo cual recibe, como participación los siguientes porcentajes de la producción fiscalizada:

Bloque 16	... Participación ...	
	Estado	
	Contratista	Ecuatoriano
Producción diaria	(Porcentaje)	
Menor a 20.000 barriles	84.74	15.26
20.001 a 40.000 barriles	77.00	23.00
Mayor a 40.000 barriles	60.00	40.00

La producción del Bloque 16, neta de autoconsumos, durante los años 2005 y 2004 fue de 15.8 millones y 14.9 millones de barriles de petróleo crudo respectivamente, siendo la participación promedio de la Contratista en la producción del 79.4% en el 2005 y del 80.4% en el 2004 y la participación del Estado Ecuatoriano del 20.6% en el 2005 y del 19.6% en el 2004.

Campo Unificado Bogi - Capirón	... Participación ...	
	Estado	
	Contratista	Ecuatoriano
Producción diaria	(Porcentaje)	
Menor a 5.000 barriles	82.00	18.00
5.001 a 15.000 barriles	73.50	26.50
Mayor a 15.000 barriles	62.00	38.00

La producción del Campo Unificado Bogi - Capirón, neta de autoconsumos, durante los años 2005 y 2004 fue de 2 millones y 2.3 millones de barriles de petróleo crudo, respectivamente, siendo la participación promedio de la Contratista en la producción del 81.4% en el 2005 y 80.5% en el 2004 y la participación del Estado Ecuatoriano del 18.6% en el 2004 y 19.5% en el 2003.

Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo Crudo en el Área Tivacuno - La Contratista tiene derecho a realizar las actividades de desarrollo y producción de petróleo crudo en el área de Tivacuno, aportando tecnología, capitales, equipos y maquinaria necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el contrato, por lo cual recibe un honorario que es calculado en función de los siguientes porcentajes de producción fiscalizada:

Producción diaria	... Participación ...	
	Estado	
	Contratista	Ecuatoriano
	(Porcentaje)	
Menor a 5.000 barriles	83.80	16.20
5.001 a 10.000 barriles	78.00	22.00
Mayor a 10.000 barriles	68.00	32.00

Mediante escritura pública celebrada el 13 de mayo del 2004, la Sucursal y los otros miembros de la contratista que opera el área Tivacuno firmó con la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador un contrato modificatorio al Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo crudo en la mencionada área, en dicho contrato modificatorio se establece ampliar el plazo del contrato hasta el 13 de agosto del 2004 y sustituir los factores de participación incluyendo la variación del precio (WTI) a nivel internacional.

Mediante escritura pública celebrada el 26 de agosto del 2004, la Sucursal y los otros miembros de la contratista que opera el área Tivacuno firmó con la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador un contrato modificatorio al contrato modificatorio del 13 de mayo del 2004, en dicho contrato modificatorio se establece cumplir el plazo del contrato hasta el 13 de agosto del 2005 y sustituir los factores de participación.

El 13 de agosto del 2005, la Sucursal y los otros miembros de la contratista que opera el área Tivacuno firmaron con la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador - Petroecuador un contrato modificatorio en el que se establece ampliar el plazo del contrato hasta el 13 de noviembre del 2005 y

Mediante escritura pública celebrada el 11 de noviembre del 2005, la Sucursal y los otros miembros de la contratista que opera el área Tivacuno firmaron con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador un contrato modificatorio a la modificación del Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de petróleo crudo del área Tivacuno, en el que se establece ampliar el plazo del contrato hasta el 13 de febrero del 2006.

La participación promedio de la Contratista en la producción del área Tivacuno fue del 50% en el 2005 y del 66.2% en el 2004 y la participación del Estado Ecuatoriano fue del 50% en el 2005 y del 33.8% en el 2004.

Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 14 - El 21 de mayo de 1999, la Contratista, en la cual la Sucursal desde enero del 2001 tiene una participación del 25%, firmó con la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador el acuerdo modificatorio del contrato de prestación de servicios a un contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 14, el cual entró en vigencia a partir del 4 de junio de 1999.

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

El período de explotación rige hasta el 21 de julio del 2012, pudiendo ser prorrogable siempre y cuando convenga a los intereses del Estado Ecuatoriano. Al término del período de explotación, la Contratista entregará a Petroecuador, sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura de propiedad de la Contratista.

Los principales aspectos establecidos en el acuerdo modificatorio al contrato antes mencionado se detallan a continuación:

La Contratista tiene el derecho exclusivo de ejecutar, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración y explotación de petróleo crudo en el área del Bloque 14, invirtiendo los capitales y utilizando el personal, los equipos, maquinarias y tecnología necesarios para su cabal cumplimiento, por lo cual recibe, como participación los siguientes porcentajes de producción fiscalizada:

Producción diaria	... Participación ...	
	Contratista	Estado Ecuatoriano (Porcentaje)
Menor a 6.000 barriles	87.00	13.00
Desde 6.001 hasta 12.000 barriles	85.50	14.50
Mayor a 12.000 barriles	70.00	30.00

La participación de la Contratista en la producción de los años 2005 y 2004 fue del 87% y la participación del Estado Ecuatoriano del 13% para los dos años.

Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) - El 11 de noviembre del 2003 inició sus operaciones el OCP. La Sucursal se comprometió a transportar 100,000 barriles diarios de petróleo, según lo establecido en el Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte firmado el 30 de enero del 2001 entre la Sucursal y la Compañía Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.. En el mencionado acuerdo se establece que la Sucursal pagará una tarifa de transporte (ship - or - pay tariff) mínima por el transporte de 100,000 barriles diarios de petróleo, más una tarifa incremental por el volumen adicional. Al 31 de diciembre del 2005 y 2004, la Sucursal tiene una producción diaria promedio de 50,100 y 47,000 barriles respectivamente.

Constitución del Consorcio - Durante en año 2005, el Servicio de Rentas Internas - SRI, emitió las normas contables y tributarias que deben aplicar los Consorcios o Asociaciones de compañías petroleras a partir del 1 de enero del 2006.

De acuerdo a esta disposición, la Sucursal como operadora del Bloque 16 y Tivacuno, debe constituir legalmente un Consorcio, el mismo que registrará los activos y pasivos transferidos por cada uno de los socios generando una cuenta corriente con cada uno. Las principales transacciones que van a ser registradas en el consorcio son:

- Todas las operaciones relacionadas con el Bloque 16 y Tivacuno.
- Al final del mes, los socios deberán facturar al Consorcio, como gastos reembolsables, todos aquellos gastos incurridos relacionados con el Bloque 16 y Tivacuno. El Consorcio deberá registrar estos gastos en su cuenta por naturaleza contra la cuenta corriente con cada socio.
- Al final de cada mes, el consorcio deberá emitir un Billing que contenga cuenta por cuenta (activos, pasivos, ingresos, costos, y gastos), lo que comprende a cada socio por las transacciones del mes y los saldos acumulados.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Los estados financieros han sido preparados en U.S. dólares. Las políticas contables de la Sucursal son las establecidas por la Federación Nacional de Contadores del Ecuador y autorizadas por la Superintendencia de Compañías del Ecuador. Estas políticas están basadas en Normas Ecuatorianas de Contabilidad, complementadas en ciertos aspectos con las disposiciones de los Reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos emitidos por el Gobierno Ecuatoriano, las cuales podrían diferir de las normas internacionales de información financiera. Estas normas requieren que la

Gerencia realice ciertas estimaciones y establezca algunos supuestos inherentes a la actividad económica de la entidad, con el propósito de determinar la valuación y presentación de algunas partidas que forman parte de los estados financieros. En opinión de la Gerencia, tales estimaciones y supuestos estuvieron basados en la mejor utilización de la información disponible al momento, los cuales podrían llegar a diferir de sus efectos finales.

A continuación se resumen las principales prácticas contables seguidas por la Sucursal en la preparación de sus estados financieros:

Las cuentas de activos y pasivos corrientes de la Contratista, de la cual la Sucursal es operadora, registran todas las transacciones al 100% de su valor, excepto inventarios y gastos pagados por anticipado, que están registrados de acuerdo a su participación proporcional en la Contratista (35%). Las cuentas antes mencionadas son distribuidas por la Sucursal a las otras Compañías Socias de la Contratista, al momento de su cobro o pago.

Valuación de Inventarios - Al costo de adquisición que no excede a sus valores de reposición.

Inversiones en Exploración y Explotación - Las inversiones en exploración y explotación están registradas a una base que se asemeja al costo histórico. De acuerdo con disposiciones del Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, las inversiones del período de preproducción se amortizan bajo el método de línea recta durante cinco años, a partir del inicio del período de producción. La totalidad de las inversiones del período de producción correspondientes a todos los campos se amortizan durante la vigencia del contrato, bajo el método de unidades de producción en base de las reservas probadas totales de petróleo de cada bloque en los que la Sucursal participa como miembro. Las inversiones en sistemas de transporte y almacenamiento se amortizan bajo el método de línea recta durante diez años, a partir de la fecha en que el mencionado sistema inicia la operación. Las normas internacionales de información financiera requieren que las inversiones en exploración y explotación sean amortizadas en función a las reservas probadas totales y/o a las reservas probadas desarrolladas.

Reestructuración de Estados Financieros - Al 31 de diciembre del 2005, la Sucursal procedió a reestructurar sus estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2004 para registrar ciertas provisiones que debían ser reconocidas en años anteriores.

Reclasificaciones - Para fines comparativos, ciertas cifras de los estados financieros del año 2004 han sido reclasificadas de acuerdo a la presentación del año corriente.

3. INDICES DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

El siguiente cuadro presenta información relacionada con el porcentaje de variación en los índices de precios al consumidor preparado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos.

Año Terminado Diciembre 31	Variación Porcentual
2002	9
2003	6
2004	2
2005	4

4. CAJA Y EQUIVALENTES DE CAJA

Un resumen de caja y equivalentes de caja es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	2005	2004
	(en miles de U.S. dólares)	
Inversiones a corto plazo - Overnight	9,405	
Bancos del exterior	3,976	7
Bancos locales	737	346
Total	14,118	353

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Un resumen de cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	2005	2004
	(en miles de U.S. dólares)	
Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador	15,522	14,426
Repsol YPF Trading y Transporte S.A.	32,197	29,180
Provisión para cuentas dudosas	(25,511)	(14,610)
Total	22,208	28,996

Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador - Incluye cuentas por cobrar en relación al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (anteriores al 1 de enero de 1997) por US\$14.4 millones, que han sido provisionados por la Sucursal. Este saldo fue sometido a un arbitraje por parte del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), el cual durante el primer trimestre del año 2004, emitió una resolución favorable para la Sucursal; sin embargo, Petroecuador se encuentra alegando la nulidad del referido laudo y se está conformando un tribunal para conocer la petición de nulidad. La Administración de la Sucursal considera razonable revertir la provisión constituida en el momento en que Petroecuador efectúe los pagos correspondientes.

El 18 de agosto de 1999, la Sucursal firmó un Convenio de cooperación mutua entre YPF Ecuador Inc. y Petroproducción. La Contraloría General del Estado pretende cuestionar la validez de dicho convenio, por lo que existe la posibilidad de que la Sucursal no recupere en su totalidad los valores entregados a Petroproducción por US\$23.2 millones para incrementar la producción del campo Shushufindi. Al 31 de diciembre del 2005, considerando lo expuesto en dicho informe y de que Petroproducción no le ha reembolsado ningún valor ni le ha pagado en especies los recursos desembolsados por la Sucursal, la Administración constituyó una provisión de US\$10.9 millones.

6. CUENTAS POR COBRAR (PAGAR) A COMPAÑÍAS SOCIAS

Un detalle de los saldos por cobrar (pagar) a Compañías Socias de la Contratista es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	2005	2004
	(en miles de U.S. dólares)	
Bloque 16 y Tivacuno:		
Overseas Petroleum and Investment Corp. - Sucursal Ecuador	(33,160)	17,898
CRS Resources Ecuador Ldc. - Sucursal Ecuador	(7,850)	8,334
Camam Offshore Limited - Sucursal Ecuador	(6,706)	6,091
Murphy Ecuador Oil Company Ltd. - Sucursal Ecuador	(6,677)	6,119
Saldos pendientes de facturar		(58,930)
Total	(54,393)	(20,488)
Bloque 14:		
ENCANECUADOR S.A. - Sucursal Ecuador y total	291	(721)
Total, neto	(54,102)	(21,209)

Mediante convenio de operación, las compañías socias miembros de la Contratista nombraron como operadora a YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador para la exploración y explotación del Bloque 16 y del Area Tivacuno. Según se menciona en la Nota 1, la operación del Bloque 16 y del Area Tivacuno fue cedida a Repsol YPF Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador. Así mismo, mediante convenio de operación, las sucursales miembros de la Contratista para la exploración y explotación del Bloque 14, nombraron como operadora a Vintage Oil Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador.

Mediante Acuerdos Ministeriales Nos. 121 y 122 del 20 de noviembre del 2003 y No.132 del 9 de diciembre del 2003, el Ministerio de Energía y Minas autorizó la transferencia del control accionario sobre el capital social de CRS Resources Ecuador LDC de Conoco Phillips Company a favor de China National Chemical Import and Export Company - Sinochen, la cual mantiene en el Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 16 y del Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo en el Area de Tivacuno una participación del 14%.

Mediante escritura pública celebrada el 7 de octubre del 2003, inscrita en el Registro de Hidrocarburos el 31 de octubre del 2003, Vintage Oil Ecuador S.A. - Sucursal Ecuador cambió de denominación por ENCANECUADOR S.A. - Sucursal Ecuador.

Los saldos con Encanecuator S.A. incluyen cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas por el Impuesto al Valor Agregado generado en el Bloque 14 operado por Encana del Ecuador S.A. por US\$4.3 millones y US\$3.2 millones al 31 de diciembre del 2005 y 2004 respectivamente.

Al 31 de diciembre del 2005, la Sucursal se encuentra en un proceso de conciliación de los saldos con las compañías socias del Bloque 16, producto de lo cual, registró ajustes a los saldos iniciales por US\$7.8 millones a esa fecha. Adicionalmente, se distribuyeron saldos pendientes de años anteriores que no habían sido identificados.

7. GASTOS ANTICIPADOS Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Un resumen de gastos anticipados y otras cuentas por cobrar es como sigue:

	... Diciembre 31, ...	
	2005	2004
	(en miles de U.S. dólares)	
Impuesto al Valor Agregado - IVA	81,722	61,028
Anticipos a proveedores	5,691	2,159
Otras cuentas por cobrar	368	577
Gastos anticipados	<u>2,796</u>	<u>2,438</u>
Total	<u>90,577</u>	<u>66,202</u>

Impuesto al Valor Agregado - IVA - La Contratista del Bloque 16, en el cual la Sucursal participa en el 35% y es la operadora, mantiene cuentas por cobrar al Servicio de Rentas Internas (SRI) al 31 de diciembre del 2005 y 2004 por US\$81.7 millones y US\$61 millones, de los cuales US\$28.6 millones y US\$21.3 millones respectivamente corresponden a la Sucursal, por concepto de Impuesto al Valor Agregado (IVA). Hasta el 31 de diciembre del 2005 y 2004, la Sucursal ha presentado reclamos de devolución de IVA por US\$46.4 millones y US\$45.3 millones, respectivamente, y se encuentran en proceso y pendientes de reclamación US\$35.3 millones y US\$15.7 millones a esas fechas (Ver Nota 19).

8. INVERSIONES EN EXPLORACION Y EXPLOTACION

Las inversiones en exploración y explotación son como sigue:

	... Diciembre 31, 2005 ...					
	Pre- producción	Producción	Transporte y almacenamiento	Investigación y desarrollo	Explotación	Total
	... (en miles de US dólares) ...					
Bloque 16 y Bogi - Capirón	74,828	283,696	11,141		2,199	371,855
Tivacuno	14,117	5,637				19,754
Bloque 14	15,745	20,667			1,104	37,516
Nuevas áreas				<u>2,724</u>		<u>2,724</u>
Total	104,690	310,000	11,141	2,794	3,303	431,919
Amortización acumulada	(104,690)	(90,491)	(2,693)	(2,794)		(200,668)
Inversiones en exploración y explotación, netas		<u>219,509</u>	<u>8,448</u>		<u>3,303</u>	<u>231,261</u>

... Diciembre 31, 2004 ...

	Inversiones en:				Total
	Pre-producción	Producción	Transporte y almacenamiento	Investigación y desarrollo	
	... (en miles de US dólares) ...				
Bloque 16 y Bogi - Capirón	74,828	236,595	11,165	242	322,830
Tivacuno	14,117	5,637			19,754
Bloque 14	15,745	16,483		8	32,236
Nuevas áreas				1,337	1,337
Total	104,690	258,715	11,165	1,337	376,157
Amortización acumulada	(104,690)	(57,249)	(1,528)	(1,337)	(164,804)
Inversiones en exploración y explotación, netas		201,366	9,587		211,203

Las inversiones de preproducción se amortizan en línea recta durante los cinco años a partir de la fecha efectiva de modificación de los contratos de prestación de servicios a contratos de participación. Las inversiones de preproducción del Bloque 16, Bogi - Capirón y Tivacuno se encuentran totalmente amortizadas.

Las inversiones de producción se amortizan por unidades de producción, a partir del siguiente año fiscal a aquel en que fueron capitalizadas, en función del volumen producido de las reservas probadas.

Las inversiones en sistemas de transporte y almacenamiento se amortizan en línea recta durante diez años a partir de la fecha en que el mencionado sistema entre en operación.

Al 31 de diciembre del 2005 y 2004, las reservas probadas ajustadas de las Contratistas al inicio de cada año y el volumen de producción fueron como sigue:

	Reservas probadas		Volumen de producción del año	
	Ajustadas 2005	Ajustadas 2004	2005	2004
	... (en miles de barriles de petróleo crudo) ...			
Bloque 16 y Bogi - Capirón	89,031	107,741	18,710	18,116
Tivacuno	628	1,240	542	484
Bloque 14	8,717	9,844	1,127	1,026

Durante el año 2004, la Sucursal efectuó una auditoría externa de reservas realizada por la compañía DeGolyer and Mac Naughtan cuyo resultado modifica las reservas que utilizaba la Sucursal como base para calcular las amortizaciones. A la fecha del informe de los auditores independientes la Sucursal ha enviado dicho estudio a la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH para su respectiva certificación.

Los movimientos de las inversiones de exploración y explotación fueron como sigue:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	211,203	212,787
Adiciones	55,815	26,917
Otros	(29)	11
Amortización	<u>(35,728)</u>	<u>(28,512)</u>
Saldos netos al fin del año	231,261	211,203

Al 31 de diciembre del 2005 y 2004, las adiciones incluyen provisiones por US\$17,264 mil y US\$1,350 mil, respectivamente.

9. OTROS ACTIVOS

Un resumen de los otros activos es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Pérdidas en cambio		119,963
Inversiones no reembolsables		3,232
Otros		155
Amortización acumulada	<u> </u>	<u>(123,350)</u>
Total	<u> </u>	<u> </u>

Pérdidas en Cambio - Constituyen pérdidas en cambio de años anteriores activadas de acuerdo con lo permitido por disposiciones legales, las cuales se amortizaron durante un período de cinco años. Durante el año 2004, la Sucursal registró US\$18.8 millones con cargo a resultados, en concepto de amortización de las referidas pérdidas.

10. CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de cuentas por pagar es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
	(en miles de U.S. dólares)	
Proveedores	49,021	24,793
Murphy Oil Company Ltd.	<u> </u>	<u>20,404</u>
Total	49,021	45,197

Murphy Oil Company Ltd - Corresponde a la venta de 603,501 barriles de crudo pertenecientes a la participación, de los socios Murphy Oil Company - Sucursal Ecuador y Canam Off Shore Limited - Sucursal Ecuador del período 1 de junio al 23 de diciembre del 2004, que fueron registrados como un ingreso de la Sucursal. Esta situación se produjo en razón de que dichas compañías habían acordado transportar su participación a través de la Compañía Petrobras, socia del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), la cual no contaba con las instalaciones para transportar por dicho oleoducto.

11. COMPAÑÍAS RELACIONADAS

Un resumen de compañías relacionadas es como sigue:

	Por pagar (cobrar)	
	... Diciembre 31,...	
	2005	2004
	(en miles de U.S. dólares)	
Repsol YPF Ecuador S.A.		108,990
Repsol YPF Comercial del Ecuador S.A.	15,096	5,456
Combustibles Industriales Oiltrader S.A.	190	
Repsol YPF S.A.	(592)	65
Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú	(114)	(39)
YPF Ecuador Inc. - Sucursal Ecuador	(3,497)	(1,926)
Dunagas S.A.	(229)	2,802
YPF Ecuador Inc.	986	986
Otras menores	(65)	89
Total	11,775	116,423

Repsol YPF Ecuador S.A. - Constituyen préstamos de Casa Matriz, sin vencimientos definidos y no devengan intereses, de acuerdo a lo establecido en los contratos de préstamos respectivos. El 5 de diciembre del 2005, Repsol YPF Ecuador S.A. instruyó a la Sucursal para que el saldo pendiente de pago a su favor sea registrado como aportes para futuras capitalizaciones.

12. PARTICIPACION A TRABAJADORES

De conformidad con disposiciones legales, los trabajadores tienen derecho a participar en las utilidades anuales de la empresa en un 15% de la utilidad neta considerada para efectos del cálculo del impuesto a la renta.

13. IMPUESTO A LA RENTA

De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 25% sobre las utilidades sujetas a distribución y del 15% sobre las utilidades sujetas a capitalización. Los dividendos en efectivo que se declaren o distribuyan a favor de accionistas nacionales o extranjeros no se encuentran sujetos a retención adicional alguna. Una reconciliación entre la pérdida neta según estados financieros y la utilidad gravable (pérdida tributaria) por contrato es como sigue:

Bloque 16 2005 2004
(en miles de U.S. dólares)

Utilidad (Pérdida) según estados financieros, neta de participación a trabajadores	(258,356)	(8,318)
Gastos no deducibles	290,822	11,912
Ajuste de ventas de crudo al precio de referencia	3,025	582
Amortización de pérdidas tributarias	(5,902)	(870)
Ingresos exentos		(493)
Base imponible	<u>29,588</u>	<u>2,813</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>7,397</u>	<u>703</u>

Arca Tivacuno 2005 2004
(en miles de U.S. dólares)

Utilidad (Pérdida) según estados financieros, neta de participación a trabajadores	1,997	(2,073)
Gastos no deducibles	76	297
Amortización de pérdidas tributarias	(492)	
Base imponible (pérdida tributaria)	<u>1,573</u>	<u>(1,776)</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>393</u>	<u>-----</u>

Bloque 14 2005 2004
(en miles de U.S. dólares)

Utilidad (Pérdida) según estados financieros, neta de participación a trabajadores	2,366	(954)
Gastos no deducibles	391	1,055
Ajuste de ventas de crudo al precio de referencia	998	
Amortización de pérdidas tributarias	(905)	
Base imponible	<u>2,850</u>	<u>101</u>
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>713</u>	<u>25</u>

Las pérdidas tributarias pueden ser amortizadas con las utilidades generadas por contrato en los 5 años subsiguientes, sin que esta amortización supere el 25% de la utilidad gravable del año.

14. PRECIOS DE TRANSFERENCIA

De conformidad con disposiciones legales vigentes a partir del año 2005, los contribuyentes sujetos al impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas domiciliadas en el exterior, dentro de un mismo período fiscal por un importe acumulado superior a US\$300 mil, están obligados a presentar un estudio de Precios de Transferencia que determine si tales operaciones han sido efectuadas a valores de plena competencia. De acuerdo con los resultados de un diagnóstico efectuado por un consultor independiente, los eventuales efectos impositivos carecen de importancia relativa.

15. PASIVOS A LARGO PLAZO

Un resumen de pasivos a largo plazo es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	2005	2004
	(en miles de U.S. dólares)	
Provisión por contratos a largo plazo	503,217	281,000
Repsol Netherlands Finance B.V.	119,500	113,000
Provisión por contingencias fiscales, Nota 19	54,762	28,980
Provisión por diferencia en la tarifa de transporte, Nota 19	33,824	21,000
Provisión por abandono de campos	<u>2,995</u>	<u>4,110</u>
Total	714,298	448,092

Provisión por Contratos a Largo Plazo - Al 31 de diciembre del 2005 y 2004, la Sucursal realizó un estudio de deterioro de activos y de los pagos a ser efectuados por el contrato celebrado con la Compañía de Crudos Pesados - OCP Ecuador S.A., mediante el cual se comprometió a pagar una tarifa mínima por el transporte de 100,000 barriles diarios de petróleo (ship or pay tariff), sin embargo, al 31 de diciembre del 2005 y 2004, la Sucursal tuvo una producción diaria promedio de 50 mil y 47 mil barriles respectivamente. Debido a que la Administración de la Sucursal considera que al momento no tiene nuevos proyectos que puedan incrementar el volumen de producción diaria de crudo, al 31 de diciembre del 2005 y 2004 se registraron las provisiones determinadas en el estudio mencionado precedentemente, efectuado en base al valor actual neto del flujo de fondos proyectado, considerando principalmente las estimaciones de los niveles de producción esperados hasta la finalización del Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte firmado con el OCP.

Repsol Netherlands Finance B.V. - Constituye un préstamo recibido con vencimiento en junio del 2006 (en junio del 2005 en el año 2004) y que devenga una tasa de interés nominal anual del 10.63% (8.66% en el año 2003). La intención de la Administración de la Sucursal es continuar renovando a largo plazo esta obligación.

16. CAPITAL ASIGNADO

El capital asignado a la Sucursal representa la inversión extranjera directa registrada en el Banco Central del Ecuador. La Sucursal está registrada en la Superintendencia de Compañías del Ecuador como sucursal de compañía extranjera.

17. AJUSTES DE AÑOS ANTERIORES

La Sucursal restableció los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2004, para dar efecto retroactivo al reconocimiento en resultados de las provisiones por contingencias fiscales, deterioro de activos y por contratos a largo plazo.

18. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON COMPAÑÍAS RELACIONADAS

Las principales transacciones con compañías relacionadas, durante los años 2005 y 2004 se desglosan como sigue:

	2005 (en miles de U.S. dólares)	2004 (en miles de U.S. dólares)
Servicios prestados	281	937
Servicios recibidos	1.330	1.776
Gastos financieros	14.066	11.648

19. CONTINGENCIAS

Impuesto al Valor Agregado (IVA), Cuentas por Recuperar del Servicio de Rentas Internas (SRI) -
Al 31 de diciembre del 2005 y 2004, el Consorcio que opera el Bloque 16 y en el cual la Sucursal ejerce la facultad de operador, mantiene registrado como cuentas por cobrar al SRI US\$81.7 millones y US\$61 millones respectivamente (US\$28.6 millones y US\$21.5 millones corresponden a la Sucursal respectivamente) por concepto de IVA pagado en adquisiciones de bienes y servicios para la exploración y explotación de petróleo destinado a la exportación que, de acuerdo con las disposiciones legales tributarias, deben ser reclamados a las autoridades fiscales previa solicitud de devolución por parte de la Sucursal.

En efecto, la Sucursal ha solicitado al SRI la devolución del IVA pagado; sin embargo, las autoridades fiscales han negado la correspondiente devolución argumentando, principalmente, que la Contratista incluyó el IVA respectivo como parte de los costos y gastos incluidos en las corridas económicas que sirvieron de base para la determinación de su porcentaje de participación en la producción de petróleo del área contractual pertinente.

Los abogados de la Sucursal nos confirmaron que se han presentado las respectivas demandas al respectivo Tribunal Fiscal, las cuales se encuentran en etapa probatoria; adicionalmente, la Sucursal inició el proceso de arbitraje al amparo del Convenio de Protección Recíproca de Inversiones entre España y Ecuador, a la espera de procurar una solución amistosa. Actualmente, se espera que

transcurra el plazo de seis meses previsto en el Convenio, para presentar la demanda de arbitraje. El reclamo pendiente de resolución judicial al 31 de diciembre del 2005 y 2004 asciende a US\$46.4 millones y US\$45.3 millones respectivamente y se encuentra en proceso o pendiente de reclamación US\$35.3 millones y US\$15.7 millones a esas fechas.

Es importante mencionar que esta situación aplica para todas las compañías petroleras establecidas en el Ecuador, las que han iniciado los correspondientes juicios en contra de la referida Resolución del SRI, en la que se niega la devolución del IVA.

Al 31 de diciembre de 2004, la Primera Sala del Tribunal Fiscal ha emitido fallos negativos, que han sido recurridos en casación ante la Corte Suprema de Justicia. La Sala de lo Fiscal de la Corte Suprema de Justicia ha expedido dos sentencias en relación con este asunto, en las cuales reconoce el derecho que les asiste a las compañías petroleras, actoras de dichos juicios al reintegro del IVA, en la medida que este reintegro no está incluido en los factores de participación de la respectiva contratista. Además, la Sala de lo Fiscal ha desestimando el argumento de que no hay lugar al reintegro del IVA a las petroleras por no haber proceso industrial, sino más bien ha manifestado que por el hecho de exportar el producto, el exportador tiene derecho a la devolución.

Las sentencias pronunciadas en el tribunal Fiscal no son vinculantes para otras empresas y solamente si la Sala de la Corte Suprema de Justicia expide tres fallos en el mismo sentido dentro de los recursos de casación, ese criterio se vuelve de cumplimiento obligatorio.

Los abogados que representan a la Sucursal en el país sobre asuntos legales y tributarios consideran que los argumentos de la Sucursal para obtener un resultado positivo en el Tribunal Fiscal son sólidos y tienen el suficiente sustento legal, sin embargo manifiestan que es difícil pronosticar si los jueces fallarán en estricto derecho y positivamente para la Sucursal debido al factor político local.

El 11 de agosto del 2004, el Congreso Nacional emitió la Ley Interpretativa del artículo 69-A de la Ley de Régimen Tributario Interno, la cual determina que el reintegro del IVA no es aplicable a la actividad petrolera en lo referente a la extracción, transporte y comercialización de petróleo crudo, puesto que el petróleo no se fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos. Los abogados consideran que la expedición de esta Ley constituye un factor negativo para la defensa de las compañías petroleras en este tema; sin embargo, indican que han sido informados que se ha iniciado o está por iniciarse una acción de inconstitucionalidad de dicha Ley Interpretativa, cuyo resultado es incierto todavía.

Diferencia en el cálculo de la Tarifa de Transporte - El 17 de agosto del 2001, la Contraloría General del Estado emitió al Consorcio del cual la Sucursal es el operador y participa con el 35%, una glosa por US\$60.6 millones de capital y US\$33 millones de intereses, equivalentes a 2,597,106 barriles de crudo (US\$32.8 millones y 909,000 barriles correspondientes a la Sucursal), por diferencias en años anteriores en el cálculo de la tarifa de transporte por el Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).

La glosa fue calculada por la Contraloría General del Estado a un precio unitario por cada barril de crudo de US\$23.34, que corresponde al precio de venta del crudo de Petroecuador al 10 de agosto del 2001. Con fecha 12 de septiembre del 2001, la Sucursal presentó su impugnación ante el Contralor General del Estado. El Contralor negó dicha impugnación recién el 12 de marzo del 2002. El 16 de abril del 2002, la Sucursal presentó la respectiva demanda ante el Tribunal de lo Contencioso y Administrativo en contra del Contralor.

Los abogados de la Compañía confirmaron que existe la sentencia negativa del Tribunal de lo Contencioso Administrativo sobre este asunto, por lo que es difícil obtener un resultado favorable para la Sucursal, razón por la cual fue necesario constituir una provisión por el valor total de la glosa. Al 31 de diciembre del 2005, la Sucursal mantiene una provisión de US\$32.8 millones que incluye el valor proporcional de la referida glosa más los correspondientes intereses.

Convenio Shushufindi - El 18 de agosto de 1999, la Sucursal firmó un Convenio de cooperación mutua entre YPF Ecuador Inc. y Petroproducción. La Contraloría General del Estado pretende cuestionar la validez de dicho convenio, por lo que existe la posibilidad de que la Sucursal no recupere los valores entregados a Petroproducción por US\$23.2 millones entregados para incrementar la producción del campo Shushufindi, en razón de lo expuesto en este informe y de que Petroproducción no le ha reembolsado ningún valor ni le ha pagado en especies los recursos desembolsados por la Sucursal.

En reunión del 6 de enero de 2004, los abogados de la Sucursal fueron informados que la Contraloría General del Estado ha presentado un informe final a Petroecuador, sin notificar a la Sucursal. El informe contiene criterios negativos para la Sucursal, pero recomienda que los valores aprobados por Petroecuador sean compensados con valores adeudados a la misma. La Sucursal ha venido manteniendo reuniones con funcionarios de Petroecuador con el fin de compensar cuentas; sin embargo, Petroecuador el 13 de octubre y el 19 de noviembre del 2004 emitió facturas en relación al Convenio de Cooperación Mutua por US\$2.5 millones, sobre los cuales la Sucursal ha presentado la impugnación correspondiente.

El Comité de negociación de la Sucursal, considera que podrá haber una diferencia de US\$10.9 millones entre los valores desembolsados por la Sucursal y los que podrán ser recuperados, razón por la cual, al 31 de diciembre del 2005, la Sucursal constituyó una provisión por el referido importe.

Acta de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta del Año 2000 - En el proceso de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador se determinó que la Sucursal debe pagar impuesto a la renta adicional por el año 2000 por US\$15.2 millones. Adicionalmente, se determinó un anticipo de impuesto a la renta para el año 2001 de US\$3.7 millones, costos financieros por dicho anticipo de US\$1 millón y una participación del 15% a trabajadores por US\$9 millones.

El 25 de octubre del 2004, la Sucursal presentó ante el Servicio de Rentas Internas la solicitud de varias diligencias probatorias dentro del término de prueba en el proceso de impugnación vía administrativa de dicha acta. El Servicio de Rentas Internas ha expedido una resolución aceptando parcialmente la impugnación; adicionalmente la Sucursal ha cancelado US\$1.2 millones de impuesto a la renta más US\$590 mil por intereses de dicho impuesto y US\$891 mil de participación a trabajadores correspondientes a los gastos no deducibles aceptados por la Sucursal.

A la fecha de emisión del informe de los auditores independientes, no es posible determinar el resultado final de esta contingencia.

Acta de Determinación sobre Impuesto a la Renta y Anticipos de Impuesto a la Renta del Año 2001 - En el proceso de determinación iniciado por la Administración Tributaria del Ecuador se determinó que la Sucursal debe pagar impuesto a la renta adicional por el año 2001 por US\$1.9 millones. Adicionalmente, se determinó un anticipo de impuesto a la renta para el año 2002 de US\$857 mil y una participación del 15% a trabajadores por US\$1.4 millones.

La Sucursal ha presentado la correspondiente impugnación.

A la fecha de emisión del informe de los auditores independientes, no es posible determinar el resultado final de esta contingencia.

Otros Informes de Exámenes Especiales de la Contraloría General del Estado - La Contraloría General del Estado ha emitido además los siguientes informes especiales:

- **Químicos Reductores de Presión** - Borrador del informe en el cual se reclama a la Contratista el pago de aproximadamente US\$5.3 millones (US\$1.8 millones corresponden a la Sucursal) por la compra y utilización de químicos reductores de fricción.
- **Topping Plant** - Borrador de informe por la operación de la Topping Plant.

A la fecha, la Gerencia de la Sucursal desconoce el resultado final de dichos informes así como su efecto, si lo hubiere.

Glosas de la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH - La Sucursal ha sido fiscalizada por la DNH, por los periodos fiscales correspondientes a los años 2001, 2002 y 2003, y dicha entidad ha emitido los informes del examen especial a las inversiones de producción, costos, gastos de producción, comercialización, transporte y almacenamiento y se han objetado los gastos financieros por pago de intereses de los préstamos recibidos de Repsol Netherlands Finance B.V., fundamentando su decisión, principalmente en que los préstamos no fueron destinados a financiar actividades de desarrollo como lo estipula el Artículo 6 del Reglamento de Contabilidad de costos aplicables a los Contratos de Participación para la exploración y explotación de Hidrocarburos y de que los mismos fueron obtenidos de una parte relacionada.

Adicionalmente, dichos informes incluyen ajustes a la amortización de inversiones de exploración y explotación por el uso como base para el cálculo de dicha amortización de reservas remanentes diferentes a las certificadas por la DNH.

Al 31 de diciembre del 2005 y 2004, la Administración de la Sucursal ha constituido provisiones por US\$39.4 millones y US\$28.9 millones respectivamente, para cubrir la probable glosa del Servicio de Rentas Internas sobre los gastos mencionados precedentemente.

Deducibilidad del Gasto por "Ship or Pay Tariff" - En el informe de auditoría de la Dirección Nacional de Hidrocarburos correspondiente al ejercicio económico 2003, se determina que existe un exceso en los costos de transporte registrados por la Sucursal de US\$4.9 millones. Esta glosa se originó debido a que la Sucursal se comprometió a transportar 100,000 barriles diarios de petróleo, según lo establecido en el Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte firmado el 30 de enero del 2001 entre la Sucursal y la Compañía Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.. En el mencionado acuerdo, se establece que la Sucursal pagará una tarifa mínima de transporte (ship - or - pay tariff) por el transporte de 100,000 barriles diarios de petróleo, más una tarifa incremental por el volumen adicional. Durante el último trimestre del año 2003, la Sucursal tuvo una producción diaria promedio de 45,000 barriles. Considerando el criterio de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, mencionado precedentemente, el exceso durante el año 2004 ascendió a US\$52.4 millones y durante el año 2005 a US\$49.1 millones, por lo que el exceso acumulado asciende a US\$101.5 millones. Los abogados de la Sucursal consideran que existen argumentos para sostener la deducibilidad de este gasto.

Químicos Reductores de Fricción - En marzo 8 del 2001, la Sucursal fue comunicada de los resultados del examen especial a la compra y utilización de químicos reductores de fricción en la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador por el período comprendido entre el 31 de agosto de 1998 y el 12 de febrero de 2000 en el cual se recomendaba al Gerente del Oleoducto que proceda a reliquidar las cantidades invertidas en la compra del químico reductor de fricción para obtener la devolución por parte del Consorcio que opera el Bloque 16 de US\$5.3 millones. Con fecha 15 de marzo de 2001, la Sucursal presentó su impugnación ante el Contralor General del Estado.

El 31 de mayo del 2005, la Contraloría General del Estado emitió una resolución mediante la cual confirma parcialmente la glosa No.13434 por US\$3.2 millones, reduciéndola del valor original.

Al 31 de diciembre del 2005, la Sucursal no ha registrado provisiones para el pago de esta glosa.

Los abogados que representan a la Sucursal consideran que existe un nivel razonable para obtener un pronunciamiento positivo por parte del Contralor General del Estado.

20. EVENTO SUBSECUENTE

Entre el 31 de diciembre del 2005 y la fecha del informe de los auditores independientes (marzo 27, 2006) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros.