

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los miembros del Directorio
y accionista de

Tecpecuador S.A.

Quito, 28 de marzo del 2005

1. Hemos auditado los balances generales adjuntos de Tecpecuador S.A. 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 Compañía. 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 nuestra opinión, los estados financieros arriba mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Tecpecuador S.A. 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.


Registro en la
Superintendencia
de Compañías: 011


José Aguirre Silva
Representante Legal
No. de Licencia
No. 14895

TECPECUADOR S.A.

BALANCES GENERALES
 al 31 de diciembre de 2004 y 2003
 Valores en dólares estadounidenses

ACTIVO

ACTIVO CORRIENTE

Efectivo (caje y bancos)
 Inversiones temporales
 Créditos por ventas
 Cuentas por cobrar
 Inventarios
 Gastos pagados por anticipado
 Total del activo corriente

ACTIVO NO CORRIENTE

Cuentas por cobrar
 Inversiones en acciones
 Inversiones
 Propiedades, Planta y Equipos
 Cargos diferidos y Otros activos
 Total del activo no corriente

Total del activo

PASIVO Y PATRIMONIO NETO

PASIVO CORRIENTE

Cuentas por pagar comerciales
 Cuentas por pagar comerciales - compañías relacionadas
 Deudas financieras - préstamos
 Deudas financieras - compañías relacionadas
 Pasivos acumulados
 Total del pasivo corriente

PASIVO NO CORRIENTE

Deudas financieras - préstamos
 Total del pasivo no corriente

Total del pasivo

PATRIMONIO NETO

Según estados adjuntos

Total del pasivo más patrimonio neto

4
3
7
6
4.1

5
10
8
10
4.0

8

1

351

1,344

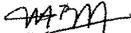
1,348,371

31,886,000

5,215,180

37,210,189

Las notas explicativas 1 a 14 son parte integrante de los estados financieros.


 Martín Brau
 Gerente de Adm. y finanzas


 Silvana Álvarez Álvarez
 Contadora

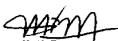
TECPECUADOR S.A.

ESTADOS DE RESULTADOS

Años finalizados el 31 de diciembre de 2004 y 2003
Valores en dólares estadounidenses

	Referencia a notas	2004	2003
Ingresos por explotación de yacimiento	2.2.j	34,262,636	24,115,796
Costos operativos		(25,645,306)	(17,483,304)
Utilidad bruta		8,617,329	6,632,492
Gastos de administración		(1,342,126)	(1,061,433)
Gastos de comercialización		(1,045,442)	(970,406)
Amortización de cargos diferidos	4.f	(247,803)	(248,285)
Otros ingresos y egresos		(262,764)	(155,552)
Resultados financieros		(2,322,456)	(2,900,810)
- Intereses devengados		(1,666,293)	(1,606,778)
- Ganancias y derivativos	2.2.k	(656,163)	(1,294,032)
- Otros		(14,114)	(14,485)
Utilidad (Pérdida) antes de la participación de los trabajadores en las utilidades y del impuesto a la renta		1,713,231	(348,257)
Participación de los trabajadores en las utilidades	11	(326,711)	(12)
Impuesto a la renta	11	(462,840)	(18)
Utilidad (Pérdida) neta del año		923,780	(348,287)

Las notas explicativas 1 a 14 son parte integrante de los estados financieros.


Martín Brusa
Gerente de Adm. y finanzas


Silvana Alvarez Alvarez
Contadora

TECPECUADOR S.A.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
 Años finalizados el 31 de diciembre de 2004 y 2003
 Valores en dólares estadounidenses

rubros	Capital emitido	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva facultativa	Reservados acumulados	Total
Saldo el 1 de enero de 2003	800,000	476,078	72,054	648,091	(1,696,447)	850,987
Distribución de resultados según lo dispuesto por la Junta Directiva de Accionistas celebrada el 11 de abril de 2003: Reserva legal	-	-	1,125	-	(1,125)	-
Resultado neto del año	-	-	-	-	(348,287)	(348,287)
Saldo el 1 de enero de 2004	800,000	476,078	73,179	648,091	(1,496,862)	801,386
Aumento de capital según lo dispuesto por la Junta General/ Ejecutoria de Accionistas celebrada el 13 de mayo de 2004:	4,000,000	-	-	-	-	4,000,000
Utilidad neto del año	-	-	-	-	923,780	923,780
Saldo el 31 de diciembre de 2004	4,800,000	476,078	73,179	648,091	(482,882)	8,216,180

Las notas explicativas 1 a 14 son parte integrante de los estados financieros.


 Martín Eche
 Gerente de Adm. y Finanzas

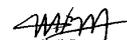

 Elyse Alvarez
 Contadora

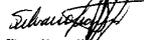
TECPECUADOR S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
 Años finalizados al 31 de diciembre de 2004 y 2003
 Valores en dólares estadounidenses

	Referencia a notas	2004	2003
Flujo de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad (Pérdida) neta del año		823,780	(348,287)
Más cargos e resultados que no representan movimiento de efectivo:			
Amortizaciones y depreciaciones	4, 6 y 7	4,770,534	6,613,643
Resultado por inversiones en acciones		-	51,109
		5,694,314	6,316,465
Cambios en activos y pasivos:			
Diminución (Incremento) en créditos por ventas y otras cuentas por cobrar		786,728	(1,963,135)
Incremento de inventarios		(6,859)	(109,069)
Incremento de gastos pagados por anticipado		(13,235)	(14,355)
Incremento (Diminución) de cuentas por pagar		3,548,146	(277,604)
Incremento (Diminución) de pasivos acumulados		841,453	(166,995)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		10,536,567	3,765,313
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Incremento de inversiones, neto	7	(6,177,936)	(4,690,290)
Compra de Propiedades, Plante y Otros, neto	8	(1,781,891)	(538,446)
Diminución en inversiones en acciones		479	-
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión		(7,669,347)	(6,237,736)
Flujo de efectivo de las actividades de financiamiento:			
(Diminución) incremento en deudas financieras		(6,230,060)	1,866,252
Incremento en capital		4,000,000	-
Efectivo neto (utilizado en) provisto por las actividades de financiamiento		(2,230,060)	1,866,252
Aumento neto de efectivo e inversiones temporales		346,160	483,829
Efectivo e inversiones temporales al principio del año		519,603	36,774
Efectivo e inversiones temporales al fin del año		865,763	519,603

Las notas explicativas 1 a 14 son parte integrante de los estados financieros.


 Martín Brau
 Gerente de Adm. y Finanzas


 Silvana Alvarez Alvarez
 Contadora

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

NOTA 1 - CONSTITUCIÓN Y OPERACIONES DE LA SOCIEDAD

Tepecuador S.A. (la Sociedad) fue constituida el 18 de agosto de 1998 y tiene su domicilio en Quito, Ecuador. El objeto de la Sociedad es prestar servicios en el campo de las actividades de hidrocarburos, comprendidas entre otras, las de exploración, explotación y desarrollo de yacimientos; transporte, transformación, destilación, refinación, uso industrial y comercialización de hidrocarburos.

Con fecha 16 de diciembre de 2004 Tecpetrol Internacional S.A. (anteriormente Tecpetrol International Inc.) transfirió a su sociedad controlada española Tecpetrol Internacional S.L. su participación accionaria (100%) en Tepecuador S.A.

El 12 de enero de 1998 el Ministerio de Energía y Minas de la República de Ecuador calificó como Marginal al Campo Bermejo. El Comité Especial de Licitación, convocó en el mes de abril de 1998 a la Primera Ronda de Licitación Especial para los Contratos de Explotación de Petróleo Crudo y la Exploración Adicional de Hidrocarburos en Campos Marginales.

Este comité adjudicó a Tepecuador S.A. el área del Campo Marginal Bermejo para la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos, a fin de incrementar la producción actual e incorporar nuevas reservas en el área.

El contrato celebrado entre el Estado ecuatoriano (por intermedio de PETROECUADOR) y Tepecuador S.A. (la Contratista) tendrá una duración de hasta 20 años y las actividades de Exploración Adicional tendrán un plazo improrrogable de tres años contados a partir del 23 de junio de 2000, fecha de aprobación por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio del Ramo del Estudio del Impacto Ambiental presentado por la Contratista.

Tepecuador S.A. bajo su exclusiva responsabilidad y riesgo, deberá ejecutar las actividades y realizar las inversiones necesarias con la utilización de la tecnología adecuada y se ha obligado a efectuar las operaciones técnicas, económicas y administrativas y ejecutar el Programa Mínimo de Actividades de Explotación e inversiones comprometidas para los tres primeros años (US\$ 35,9 millones), a fin de incrementar la Curva Base de Producción. También se obliga a preservar el medio ambiente, aplicando las técnicas más adecuadas en la práctica petrolera internacional.

La contratista deberá invertir un mínimo del 10% de sus utilidades netas en el desenvolvimiento de la industria de hidrocarburos en el país de acuerdo a los términos del inc. o) del art. 31 de la ley de Hidrocarburos, quedando entendido que las utilidades netas reinvertidas por la contratista en exceso del 10% serán acreditadas al año fiscal siguiente.

TECPECUADOR SOCIEDAD ANONIMA

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Para garantizar el cumplimiento de los planes de inversión, de explotación y de exploración adicional, Tecpecuador S.A. ha presentado a favor de PETROECUADOR una garantía bancaria irrevocable, incondicional, de cobro y pago inmediato por el 20% del total del valor ofertado, para ejecutar las actividades y los trabajos que se obliga a realizar durante los tres primeros años. Esta garantía (originalmente emitida por US\$ 7.187.700) se reducirá anualmente en proporción directa al cumplimiento del plan de actividades e inversiones comprometido. A la fecha de los presentes estados financieros, el grado de cumplimiento de las inversiones era del 100% y la garantía, con fecha 30 de junio de 2004, fue reducida a US\$ 610.307.

La retribución de Tecpecuador S.A. consiste en una remuneración fija por barril entregado a PETROECUADOR definido por una curva base de producción. Si como resultado de la ejecución del Programa Mínimo de Actividades de Explotación e Inversiones y/o el Plan Mínimo de Exploración Adicional e Inversiones para el Campo Bermejo, se incrementare la producción total del Campo Marginal (respecto de la producción de la Curva Base), un porcentaje de la producción excedente (aproximadamente 37%) quedará a disposición de Tecpecuador S.A. para su comercialización.

Para la operación del Campo Marginal Bermejo, la Sociedad recibió de PETROECUADOR, en calidad de derecho de uso sin costo, activos fijos por un valor neto establecido por las partes en US\$ 37 millones aproximadamente (según surge del inventario realizado al momento de inicio de las operaciones) que deben ser devueltos al término del plazo del contrato en las mismas condiciones en que fueron entregados, salvo el desgaste por uso normal.

Con fecha 5 de mayo de 2004 y de acuerdo a lo solicitado por la Sociedad, el 17 de julio del 2002, se suscribió la escritura de Contrato Modificatorio al Contrato de Explotación de Petróleo Crudo del Campo Marginal Bermejo entre PETROECUADOR, PETROPRODUCCION y Tecpecuador S.A. En dicha escritura se acuerda la ampliación del plazo para completar las actividades del Programa Mínimo de Actividades de Explotación e Inversiones del Plan Mínimo de Exploración adicional e Inversiones establecidos en el contrato hasta el 31 de marzo de 2005. En dicha modificación se incluyó el compromiso adicional de realizar un procesamiento adicional del cubo sísmica 3D durante este período de ampliación (el monto total estimado del proyecto es de US\$ 1,3 millones).

Año 2004

Se realizaron 29 intervenciones entre pullings y reacondicionamientos incrementando la producción de petróleo en virtud de los mismos en 924 Bbls/día.

En el área de perforación se realizaron los pozos BS-1011, BS-1012, BS-1013 y EL RAYO-1, con una producción inicial de 1311 Bbls/día, 146 Bbls/día, 510 Bbls/día y 570 Bbls/día, respectivamente (completados y puestos en producción a principios del mes de enero/05).

Se adicionó el pozo BS-1012 a producir en conjunto de dos formaciones, Basal Tena y Hollín Principal.

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

En referencia a los sistemas de extracción artificial, se realizaron cambios de equipos BM por equipos BES, alcanzando un número de 11 BES en todo el campo, en tanto que los equipos de bombeo mecánico instalados son 19 AIB's, mientras que los pozos restantes producen por fluencia natural. El total de pozos en producción en el Campo Marginal Bermejo al 31 de diciembre de 2004 es de 34 pozos de petróleo y uno de gas (BS-22), puesto en producción en abril del 2004.

En Instalaciones de Producción, se pusieron en marcha los compresores Frick (gas combustible) y comenzaron las pruebas de funcionamiento del sistema de gasoductos de baja presión. Se pusieron en marcha los compresores Ariel (reinyección). Se asignó generador para el proyecto de inyección de agua. En el sistema de inyección de agua, se realizó el mejoramiento del suelo y la construcción de loza para el segundo generador. Adicionalmente se iniciaron trabajos de pintura en los tanques de la Estación Bermejo Sur y la calibración de tanques de la Estación Lumbaqui.

Año 2003

Se realizaron 22 intervenciones entre pullings y reacondicionamientos incrementando la producción de petróleo en virtud de los mismos en 671 Bbl/día.

En el área de perforación se realizaron los pozos BS-1009 y BS-1010, con una producción inicial de 507 Bbl/día y 403 Bbl/día respectivamente.

Se pusieron en producción 4 pozos de dos formaciones en conjunto, Basal Tena y Hollín Principal, siendo los pozos BN-03, BN-10, BS-04 y BS-1010.

En referencia a los sistemas de extracción artificial, se realizaron cambios de equipos BES por equipos BM, alcanzando un número de 9 BES en todo el campo, en tanto que los equipos de bombeo mecánico instalados son 19 AIB's, mientras que los pozos restantes producen por fluencia natural. El total de pozos en producción en el Campo Marginal Bermejo al 31 de diciembre de 2003 es de 31 pozos.

En Instalaciones de Producción, se puso en marcha el sistema de inyección de agua y se dio comienzo al montaje de las instalaciones de inyección de gas. Adicionalmente se trabajó en cuatro frentes para realizar las obras: BS-04, BS-14, EBS y EBN. Las mencionadas obras fueron terminadas a fines de octubre de 2004, excepto la obra EBN, en la que actualmente se está construyendo una unidad deshidratadora (de mayor capacidad) para minimizar la cantidad de condensados y lograr la reinyección a las formaciones.

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

NOTA 2 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

2.1 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, modificado en lo que respecta a los saldos originados hasta el 31 de marzo de 2000 (fecha a la cual los registros contables fueron convertidos en dólares estadounidenses) mediante las pautas de ajuste y conversión contenidas en la NEC 17.

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 NEC 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.

2.2. Criterios de valuación

a. Activos y pasivos en moneda local sin cláusula de ajuste o interés

Han sido valuados a su valor nominal.

b. Activos y pasivos con interés

Han sido valuados a su valor nominal más los resultados financieros devengados y no cancelados al cierre del ejercicio.

c. Inventarios

Las existencias de hidrocarburos han sido valuadas a su valor neto de realización.

Los materiales y repuestos han sido valuados a su costo de adquisición, utilizando el método del precio promedio ponderado para registrar sus salidas.

d. Cuentas por cobrar

En general se valúan a su valor nominal, excepto las cuentas a cobrar con PETROECUADOR, que se valúan al valor neto de realización del sublevante (petróleo crudo entregado a PETROECUADOR pero no vendido por la Sociedad).

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

e. Propiedades, planta y equipos

Se muestran al costo histórico o al valor ajustado y convertido a dólares de acuerdo con lo establecido por la NEC 17, según corresponda, menos la depreciación acumulada.

Las obras en curso absorben costos incurridos hasta el cierre del ejercicio que aún no produjeron la terminación del bien.

El valor de los activos y la depreciación acumulada de los elementos vendidos o retirados se descargan de las cuentas correspondientes cuando se produce la venta o el retiro y el resultado de dichas transacciones se registra cuando se causa. Los gastos de mantenimiento y reparaciones son cargados a resultados, mientras que las mejoras son activadas en estos rubros, siendo depreciadas en función de la vida útil promedio estimada de las mismas.

La depreciación de estos activos se registra con cargo a las operaciones del ejercicio, 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.

El valor de estos bienes, considerados en su conjunto, no excede su valor recuperable.

f. Inversiones

Se muestran al costo histórico o al valor ajustado y convertido a dólares de acuerdo con lo establecido por la NEC 17, según corresponda, menos la amortización acumulada.

Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica se activan, salvo que dichos pozos no descubran reservas adicionales que justifiquen ser desarrolladas a través de los mismos o de perforaciones o reparaciones adicionales en otros pozos. Si no se descubren reservas adicionales económicamente rentables, los costos mencionados se imputan a resultados del periodo en que la inexistencia de reservas sea confirmada definitivamente por los estudios o informes técnicos que se realicen. La recuperabilidad de los pozos exploratorios y de nuevos pozos o reparaciones adicionales en otros pozos, vinculados con los mismos niveles exploratorios, se determina por el incremento de reservas probadas que el conjunto de ellos haya originado.

Las inversiones en exploración correspondientes a costos de geología y geofísica se activan en el rubro "Inversiones de exploración". Dichos costos son capitalizados en el rubro "Pozos" en el momento en que sea confirmada la existencia de hidrocarburos económicamente rentables a través de pozos exploratorios perforados con posterioridad. Si no se descubren reservas económicamente rentables, los costos mencionados se imputan a resultados del periodo en que la inexistencia de reservas sea confirmada definitivamente por los estudios o informes técnicos que se realicen.

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Los costos intangibles de perforación aplicables a los pozos productivos y los costos tangibles de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas son activados cuando se incurren.

Los costos de mantenimiento son cargados a resultados, mientras que las mejoras son activadas en estos rubros.

Las obras en curso absorben costos incurridos hasta el cierre del ejercicio que aun no produjeron la terminación del bien.

La depreciación de los pozos y equipos ha sido calculada por el método del agotamiento en base a la reservas probadas (originadas por las inversiones realizadas por la Sociedad), a partir del mes de puesta en marcha y del año siguiente al de su activación, respectivamente.

El valor de estos bienes, considerados en su conjunto, no excede su valor recuperable.

La Sociedad no ha realizado ninguna provisión para preservación ambiental pues a la fecha de los presentes estados financieros no resulta significativa.

g. Cargos diferidos y Otros activos

Corresponde a costos de negociación del contrato y convenios auxiliares del área Bermejo, organización societaria y estudios técnicos incurridos con anterioridad a la puesta en marcha de las operaciones de la Sociedad se muestran al valor ajustado y convertido a dólares de acuerdo con lo establecido en la NEC 17, menos la amortización acumulada.

Este activo fue amortizado, a partir del año 2000, en cinco años utilizando el método de la línea recta.

h. Inversiones en acciones

Las inversiones en acciones en sociedades relacionadas se muestran al costo histórico de adquisición siempre que dicho valor no supere su valor recuperable; en tal caso se valúan al valor patrimonial proporcional certificado por las entidades receptoras de las inversiones.

i. Reserva de capital

Este rubro incluye los saldos de las cuentas Reserva por Revalorización del Patrimonio y Reexpresión monetaria y la contrapartida de los ajustes por inflación y por corrección de brecha entre inflación y devaluación de las cuentas Capital y Reservas originados en el proceso de conversión de los registros contables de sucres a dólares estadounidenses al 31 de marzo de 2000.

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

La Reserva de Capital podrá capitalizarse en la parte que exceda las pérdidas acumuladas al cierre del ejercicio, previa resolución de la Junta General de Accionistas. Esta reserva no está disponible para distribución de dividendos ni podrá utilizarse para pagar el capital suscrito no pagado, y es reintegrable a los accionistas al liquidarse la Sociedad.

j. Ingresos

Los ingresos de la Sociedad están formados por:

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

PETROECUADOR reliquida estos ingresos; el ajuste que se origina es considerado en el ejercicio en que se conoce y acepta.

k. Instrumentos derivados

A partir del mes de julio del 2004 se han concertado con "brokers" Internacionales, a través de Tecpetrol S.A., contratos de opciones put con el objeto de atenuar la volatilidad del precio del petróleo. Las operaciones del ejercicio cubrieron aproximadamente un 47.9% de la producción y al cierre del ejercicio existían contratos para el lapso julio 2004 - junio 2005.

Estas opciones dan derecho a su poseedor a asegurar un precio mínimo para el crudo de referencia WTI previamente fijado (strike-price), durante un determinado período previamente fijado. A los efectos de tener ese derecho el contratante deberá pagar al broker al momento de la contratación una prima por barril (premium).

La ganancia o pérdida de estas operaciones es reconocida y expuesta en el rubro "resultados financieros" en el período en que se origina la misma, a raíz de la liquidación de dichos contratos.

Durante el año 2003 y hasta junio de 2004 la Sociedad mantuvo contratos derivativos para cubrir el riesgo de volatilidad del precio del petróleo.

l. Jubilación Patronal

La Sociedad no constituyó una provisión para este rubro porque considera que el número de empleados y su antigüedad no justifican una provisión cuyo monto, por otra parte, no es significativo.

TECPECUADOR SOCIEDAD ANONIMA**Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003****NOTA 3 - INVERSIONES EN ACCIONES**

Con fecha 21 de diciembre de 2004 la Sociedad vendió su participación del 1% en Tecpetrol de Colombia S.A. Esta transacción no ha generado resultados contables significativos para la Sociedad.

El saldo al 31 de diciembre de 2003 corresponde a la aplicación del método del Valor Patrimonial Proporcional (VPP) sobre el patrimonio de Tecpetrol de Colombia S.A. ya que el mismo era menor al costo de adquisición oportunamente registrado.

NOTA 4 - COMPOSICION DE RUBROS DEL BALANCE GENERAL

	2004	2003
ACTIVO CORRIENTE		
a. Créditos por ventas		
Comunes	6.679.141	1.852.640
PETROECUADOR (sublevante de crudo - año 2004: 16.274 Bts / año 2003: 1.574 Bts)	431.115	43.107
PETROECUADOR - otros	858.826	-
	<u>7.969.082</u>	<u>1.895.747</u>
b. Cuentas por cobrar		
Fiscales - Impuesto al valor agregado (Nota 11)	408.343	6.494.875
Fiscales - Anticipo impuesto a la Renta (Nota 11)	-	57.292
Fiscales - Otros	-	4.505
Anticipos a proveedores	232.877	640.553
Anticipos al personal	40.452	188.454
Cuentas a cobrar	110.355	275.284
Depósito en garantía	28.746	26.046
	<u>820.773</u>	<u>7.687.009</u>
c. Inventarios		
Materiales, repuestos y accesorios	294.378	256.211
Hidrocarburos	4.995	36.303
	<u>299.373</u>	<u>292.514</u>
d. Gastos pagados por anticipado		
Instrumentos financieros derivados	162.000	-
Seguros a devengar	73.652	87.915
Comisiones bancarias a devengar	18.755	26.904
Otros	-	8.353
	<u>254.407</u>	<u>123.172</u>

TECPECUADOR SOCIEDAD ANONIMA

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

	2004	2003
ACTIVO NO CORRIENTE		
e. Cuentas por cobrar		
Préstamos al personal	18.125	26.383
Otros	<u>37.738</u>	<u>26.307</u>
	55.863	52.690

f. Cargos diferidos y Otros activos		
Valor de origen (Incluye US\$ 675.555 por ajustes requeridos por la NEC 17, imputados a la cuenta reexpresión monetaria y resultados por exposición a la inflación)	1.779.045	1.779.045
Amortizaciones acumuladas (idem anterior por US\$ 57.165) (Incluye amortizaciones del ejercicio por US\$ 247.603 - año 2003: US\$ 248.285)	<u>(1.779.045)</u>	<u>(1.531.442)</u>
	-	247.603

PASIVO CORRIENTE

g. Pasivos acumulados		
Beneficios sociales	103.890	61.183
Impuesto a la renta - retenciones a depositar	229.592	73.366
IVA - retenciones a depositar	55.500	10.830
Impuesto a la renta	<u>397.878</u>	<u>18</u>
	786.860	145.397

NOTA 5 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

El saldo comprende:		
	2004	2003
Proveedores	2.222.514	694.429
Provisiones de costos y gastos (1)	<u>3.252.332</u>	<u>706.033</u>
	5.474.846	1.400.462

(1) Incluye principalmente provisiones por servicios de perforación de pozos, compra de equipos e instalaciones.

TECPECUADOR SOCIEDAD ANONIMA**Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003****NOTA 6 - PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS**

Composición:	2004	2003	Tasa anual de depreciación
Construcciones y obras civiles	5.117.613	4.874.229	Unidades de producción
Muebles y enseres	590.619	513.868	10% y 20%
Equipo de transporte	<u>260.936</u>	<u>186.238</u>	33,3%
	5.969.168	5.574.380	
Menos:			
Depreciación acumulada	<u>(2.195.044)</u>	<u>(1.191.837)</u>	
Subtotal	3.774.124	4.382.543	
Obras en curso	<u>1.799.841</u>	<u>412.738</u>	
Total	5.573.965	4.795.281	
Movimiento:	2004	2003	
Saldo al principio del año	4.795.281	5.122.601	
Adiciones netas del año	1.781.891	538.446	
Depreciación del año	<u>(1.003.207)</u>	<u>(865.766)</u>	
Saldo al fin del año	5.573.965	4.795.281	

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

NOTA 7 - INVERSIONES

Composición:	2004	2003	Tasa de amortización
Pozos	23.447.868	18.711.341	Unidades de producción
Equipos	7.769.305	6.195.283	Unidades de producción
	<u>31.217.173</u>	<u>24.906.624</u>	
Menos:			
Amortización acumulada	<u>(12.898.063)</u>	<u>(9.378.339)</u>	
Subtotal	18.319.110	15.528.285	
Inversiones de exploración	2.283.124	2.243.729	
Materiales y repuestos (1)	768.660	454.767	
Obras en curso	-	485.902	
Total al fin del año	21.370.894	18.712.683	

(1) Corresponde a materiales y repuestos destinados principalmente a inversiones en pozos.

Movimiento:	2003	2003
Saldo al principio del año	18.712.683	19.512.985
Adiciones netas del año	6.178.996	4.699.290
Amortización del año	<u>(3.520.785)</u>	<u>(5.499.592)</u> (2)
Saldo al fin del año	21.370.894	18.712.683

(2) Incluye US\$1.866.729 por la amortización total de las inversiones registradas en el pozo BS-1004, calificándolo como pozo seco, condición que fue comunicada a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el 17 de diciembre del 2003.

La DNH ha realizado la auditoría de las operaciones efectuadas en el campo marginal Bermejo de los años 1999 a 2003 inclusive. Existen diferencias entre el tratamiento utilizado por la Sociedad y el considerado por la DNH en relación a ciertos costos (sísmica) y criterio de depreciación de pozos. Cabe destacar que estos aspectos son relativos al tratamiento contable del Campo Bermejo y que, en opinión de los asesores legales de la Sociedad, dichas auditorías no tienen "per se" un efecto tributario. Estos aspectos han sido auditados por el SRI hasta el año 2000 y la autoridad tributaria ha convalidado los criterios contables de la Sociedad.

TEPECUADOR SOCIEDAD ANONIMA**Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003****NOTA 8 - DEUDAS FINANCIERAS - PRESTAMOS**

Corresponde a préstamos otorgados por entidades financieras con vencimientos hasta enero de 2006. Los mismos devengan intereses a una tasa entre 4% y 8,9%.

NOTA 9 - OPERACIONES CON SOCIEDADES RELACIONADAS

Durante el ejercicio se han devengado los siguientes resultados por operaciones con sociedades relacionadas:

	2004	2003
Tecpetrol S.A.		
Intereses por deudas financieras	616.238	1.761.327
Cargos por personal técnico	548.175	543.574
Intereses por garantía	205.411	-
Reembolso de gastos	272.504	777.457
Cargos por resultados en contratación de futuros	1.655.474	1.537.970
Tecpetrol Internacional S.A.		
Intereses por deudas financieras	50.580	564.763

NOTA 10 - SALDOS CON SOCIEDADES RELACIONADAS

	2004	2003
Tecpetrol S.A.		
Deudas comerciales (1)	215.023	990.061
Deudas financieras (2)	-	28.049.048
Tecpetrol Internacional S.A.		
Deudas comerciales (3)	-	51.200
Deudas financieras (4)	-	2.399.322
Tecpetrol de Bolivia S.A.		
Deudas comerciales (5)	300.000	-

(1) Corresponde básicamente a cuentas por pagar por concepto de cargos operativos erogados por Tecpetrol S.A. por cuenta de Tecpecuador S.A.

(2) Corresponde a préstamo efectuado según convenio del 5 de noviembre de 1999 (negociado por última vez el 27 de diciembre de 2002). El vencimiento para la devolución del capital y los intereses fue el 30 de junio de 2004. El saldo al 2003 incluye intereses devengados y no cancelados por US\$ 1.021.502.

TECPECUADOR SOCIEDAD ANONIMA

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

(3) Corresponde a desembolsos realizados por Tecpetrol International Inc. (actualmente Tecpetrol International S.A.) por cuenta y orden de Tecpecuador S.A.

(4) Corresponde a préstamo efectuado originalmente el 10 diciembre de 2001. El vencimiento para la devolución del capital fue el 31 de diciembre de 2004, mientras que los intereses se pagaron anualmente el 31 de diciembre de cada año. Al 31 de diciembre de 2003 no existían intereses devengados y no cancelados.

(5) Corresponde a cuentas por pagar por concepto de cánones de arrendamiento (leasing) de maquinaria utilizada en las operaciones de la Sociedad.

NOTA 11 - REGIMEN IMPOSITIVO Y PARTICIPACION LABORAL

Impuesto a la renta y participación laboral

Tecpecuador S.A. tributa el Impuesto a la renta de conformidad con las normas de la Ley de Régimen Tributario Interno. De acuerdo con las disposiciones legales vigentes, la pérdida de un año puede compensarse con las utilidades que se obtuvieron dentro de los cinco años siguientes, sin exceder en cada año el 25% de las utilidades obtenidas.

El 15% de la utilidad anual que la Sociedad debe reconocer a sus trabajadores de acuerdo con la legislación laboral es registrado con cargo a los resultados del ejercicio en que se devenga, con base en las sumas a pagar exigibles.

Tecpecuador S.A. paga a la Superintendencia de Compañías la contribución anual del uno por mil de los activos totales y paga el uno coma cinco por mil sobre los activos totales, destinado a los Municipios.

Los años 2001 a 2004 aún no están prescriptos.

Durante el año 2004 fueron fiscalizadas por el Servicio de Rentas Interno (SRI) las operaciones de la Sociedad correspondientes al año 2000, cuyo resultado final se menciona en la Nota 14.

Impuesto al Valor Agregado

La Sociedad ha suscripto, con fecha 10 de diciembre de 2004, un acta acuerdo, en el marco de las conversaciones mantenidas con PETROECUADOR, PETROPRODUCCION, la Procuraduría General del Estado y el SRI, mediante la cual se convienen los procedimientos de fiscalización y reembolso de los créditos fiscales por IVA pagado en importaciones y compras locales de bienes y servicios, que sean convalidados por el SRI, poniendo fin al reclamo que la misma sostenía.

Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003

NOTA 12 - CAPITAL SOCIAL

El capital autorizado, suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2004 el capital comprende de 4.500.000 acciones ordinarias de valor nominal US\$ 1 cada una.

Con fecha 13 de mayo de 2004, la Sociedad aumentó su capital en US\$ 4.000.000, los que fueron totalmente integrados en efectivo por su único accionista Tecpetrol International Inc. (hoy Tecpetrol International S.A.).

NOTA 13 - RESERVA LEGAL

De acuerdo con la legislación vigente, la Sociedad debe apropiarse por lo menos el 10% de la utilidad neta del año a una reserva legal hasta que el saldo de dicha reserva alcance el 50% del capital suscrito. La reserva legal no está disponible para distribución de dividendos, pero puede ser capitalizada o utilizada para absorber pérdidas.

NOTA 14 - EVENTOS SUBSECUENTES

Con fecha 21 de marzo de 2005, la Sociedad recibió del SRI el acta definitiva con las conclusiones sobre la fiscalización correspondiente al año 2000, habiendo determinado una diferencia del impuesto a la renta de US\$ 117.000.

Entre el 31 de diciembre de 2004 y la fecha de emisión de estos estados financieros (28 de marzo de 2005), no se produjeron otros eventos que, en la opinión de la administración de la Sociedad, pudieran tener efecto significativo sobre dichos estados financieros que no se hayan revelado en los mismos.


Martín Brau
Gerente de Adm. y Finanzas


Silvana Álvarez Álvarez
Contadora