

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2002, 2001 Y 2000

(cifras expresadas en millones de pesos del 31 de diciembre de 2002, excepto donde se indica en forma expresa - Nota 1)

1. MODIFICACIONES A LA NORMATIVA ECONOMICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA Y BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS CONTABLES

Modificaciones a la normativa económica de la República Argentina

A partir de comienzos de diciembre de 2001, las autoridades nacionales implementaron diversas medidas de carácter monetario y de control de cambios, que comprendían principalmente la restricción a la libre disponibilidad de los fondos depositados en las entidades bancarias y la imposibilidad práctica de realizar ciertas transferencias al exterior, con excepción de aquellas vinculadas al comercio exterior. Posteriormente, el Gobierno declaró el incumplimiento del pago de los servicios de la deuda y, el 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario que implicó un profundo cambio del modelo económico vigente hasta ese momento y la modificación de la Ley de Convertibilidad vigente desde marzo de 1991, y que faculta al Poder Ejecutivo, entre otros aspectos, a sancionar medidas adicionales de carácter monetario, financiero y cambiario conducentes a superar la actual crisis económica en el mediano plazo. La síntesis de las principales medidas económicas adoptadas, aún vigentes, se expone en la Nota 13.

Bases de presentación de los estados contables

Los estados contables de YPF Sociedad Anónima han sido confeccionados de conformidad con las normas contables profesionales vigentes en la República Argentina, considerando las normas de la Comisión Nacional de Valores. Incluyen, además, ciertas reclasificaciones y exposiciones adicionales que permiten aproximarse a la forma y contenido requeridos por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América ("SEC").

Los estados contables de YPF al 31 de diciembre de 2001, incluyen el efecto de la fusión con Astra C.A.P.S.A. ("Astra") y con Repsol Argentina S.A. al 1° de enero de 2001, tal como se menciona en las notas y anexos adjuntos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

Reexpresión en moneda constante

Los estados contables reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda en forma integral mediante la aplicación del método de reexpresión en moneda constante establecido por la Resolución Técnica N° 6 de la F.A.C.P.C.E.

A partir del 1° de septiembre de 1995, en base a las condiciones de estabilidad económica prevalecientes y de acuerdo con lo requerido por la Resolución General N° 272 de la CNV, la Sociedad discontinuó la aplicación del método, manteniendo las reexpresiones registradas hasta dicha fecha. Este criterio ha sido aceptado por las normas contables profesionales hasta el 31 de diciembre de 2001. Teniendo en cuenta la existencia de un nuevo contexto inflacionario (el incremento del índice de precios mayorista, aplicable para la reexpresión de estados contables, fue del 118% en el período enero a diciembre de 2002) y las condiciones creadas por el nuevo régimen establecido por la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, que se describen más detalladamente en la Nota 13, con fecha 6 de marzo de 2002, el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("C.P.C.E.C.A.B.A.") aprobó la Resolución M.D. N° 3/2002, que establece, entre otros aspectos, la reanudación del ajuste por inflación en los ejercicios o períodos intermedios cerrados a partir del 31 de marzo de 2002, inclusive, y admite que las mediciones contables reexpresadas por el cambio en el poder adquisitivo de la moneda hasta el momento de interrupción de los ajustes, como las que tengan fecha de origen en el período de estabilidad, se consideren expresadas en moneda de diciembre de 2001.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002, la Sociedad aplicó las normas de la Resolución M.D. N° 3/2002 del C.P.C.E.C.A.B.A., en lo concerniente al ajuste por inflación, ratificadas por la Resolución General N° 415 de la CNV, de fecha 25 de julio de 2002. Los estados contables por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2001 y 2000, que se presentan con propósitos comparativos, fueron reexpresados a moneda de cierre del presente ejercicio para reconocer las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002.

Instrumentos financieros destinados a compensar riesgos futuros. Concentración del riesgo crediticio

YPF no establece usualmente protecciones para cubrir los efectos de la variación de precios de mercado, sin embargo, ha acordado ciertos contratos de cobertura que se detallan a continuación.

Al 31 de diciembre de 2002, la Sociedad mantiene contratos de swap de precio sobre ciertos compromisos correspondientes a entregas de petróleo crudo originalmente pactados por aproximadamente 27,8 millones, 23,9 millones y 24,1 millones de barriles a ser entregados durante el término de siete, diez y siete años, respectivamente, de acuerdo con los contratos de venta anticipada de petróleo crudo mencionados en la Nota 10.b). Bajo estos contratos de swap de precio, la Sociedad recibirá precios variables que dependerán de los precios de mercado. Al 31 de diciembre de 2002, aproximadamente 37 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dichos contratos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

Las ganancias o pérdidas generadas en contratos de protección de venta de crudo son diferidas hasta que la transacción relacionada es reconocida y se registran como parte integrante de las ventas netas en el estado de resultados.

La exposición a pérdidas por incumplimiento de las contrapartes de las obligaciones que puedan surgir de los instrumentos financieros derivados es mínima, debido a que las mismas son instituciones financieras con alta calificación crediticia. Adicionalmente, la cartera de clientes de la Sociedad se encuentra atomizada, por consiguiente, la concentración del riesgo crediticio es limitada.

Fondos

Para la confección de los estados de origen y aplicación de fondos se consideraron caja y los equivalentes de caja que comprenden todas las inversiones de muy alta liquidez, con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

Criterio de reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas de petróleo crudo, productos destilados y gas natural se reconocen al momento de la transferencia de la propiedad al cliente.

Participación en Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios

Las participaciones de la Sociedad en Uniones Transitorias de Empresas y otros acuerdos para la exploración y extracción de petróleo y gas han sido consolidadas línea por línea, en base a la participación proporcional en los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos de los mismos (Nota 6).

Concesiones de explotación y permisos de exploración

De acuerdo con la Ley N° 24.145 promulgada en noviembre de 1992, las áreas que la Sociedad tenía asignadas fueron transformadas en concesiones de explotación y permisos de exploración, regidos por la Ley N° 17.319. Los permisos de exploración pueden tener un plazo de hasta 17 años y las concesiones de explotación tienen un plazo de 25 años, que puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

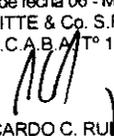
Utilidades por acción

Las utilidades por acción han sido calculadas en base a las 393.312.793 acciones de la Sociedad en circulación por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002 y 2001 y a las 353.000.000 acciones de la Sociedad en circulación al 31 de diciembre de 2000 (Nota 4).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. CRITERIOS DE VALUACION

Los principales criterios de valuación utilizados para la preparación de los estados contables son los siguientes:

a) Caja y bancos, inversiones corrientes, créditos por ventas, otros créditos y deudas:

- En moneda nacional: a su valor nominal, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio según las cláusulas específicas de cada operación.
- En moneda extranjera: se convirtieron a los tipos de cambio vigentes al cierre de cada ejercicio para la liquidación de estas operaciones, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados a la fecha de cierre de los mismos según las cláusulas específicas de cada operación. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo G.

Los créditos incluyen, en los casos que corresponda, una previsión para reducir su valor al de probable realización.

b) Bienes de cambio:

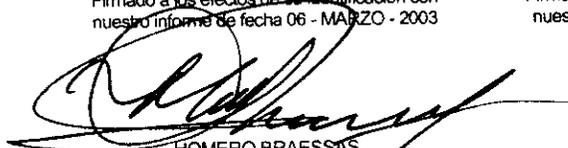
- Productos destilados para la venta, productos en proceso de destilación y petróleo crudo: a su costo de reproducción al cierre de cada ejercicio.
- Materias primas y envases: han sido valuados utilizando el método del precio promedio ponderado (PPP), que no difiere significativamente de su costo de reposición al cierre de cada ejercicio.

c) Inversiones no corrientes:

Las mismas comprenden participaciones en sociedades controladas y vinculadas (Artículo 33 de la Ley N° 19.550) e inversiones en otras sociedades en las cuales YPF posee menos de un 10% de participación. Estas inversiones se detallan en el Anexo C y han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional. Las participaciones en sociedades del exterior han sido convertidas a pesos utilizando las cotizaciones vigentes al cierre de cada ejercicio y las correspondientes diferencias de cambio han sido imputadas al estado de resultados.

En caso de corresponder, se han adecuado los estados contables de las sociedades controladas y vinculadas para adaptarlos a los criterios contables aplicados en la confección de los estados contables de YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

La participación en acciones preferidas ha sido valuada según las disposiciones estatutarias respectivas.

Para la determinación de la participación en sociedades controladas y vinculadas se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible (Anexo C).

La Sociedad presenta estados contables consolidados como información complementaria a los presentes estados contables por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000 (Cuadro I).

A partir de la vigencia de la Ley N° 25.063, los dividendos, en dinero o en especie, que la Sociedad reciba por sus inversiones en otras sociedades en exceso de las utilidades acumuladas impositivas que éstas mantengan al momento de su distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo. YPF no ha efectuado cargo alguno por este impuesto por estimar que los dividendos provenientes de utilidades registradas mediante la aplicación del método del valor patrimonial proporcional no estarán sujetos a dicho impuesto.

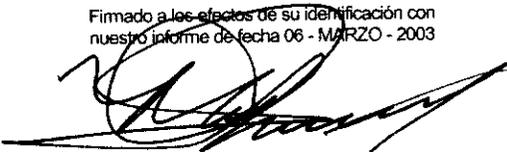
d) Bienes de uso:

Al costo de adquisición reexpresado de acuerdo con lo indicado en la Nota 1, menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. Las tasas de depreciación representativas de la vida útil asignada por grupo homogéneo de bienes se detallan en el Anexo A.

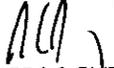
Actividades de producción de petróleo y gas

- La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En consecuencia, los costos de exploración, excluidos los costos de los pozos exploratorios, han sido imputados a resultados del ejercicio en que se incurrieron. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se capitalizan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. En tal sentido, los costos de perforación de un pozo exploratorio también son imputados a resultados si el proceso de determinación de reservas probadas excede a un año desde la fecha de finalización de la perforación.
- Los costos intangibles de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos tangibles de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.
- Los costos activados relacionados con actividades productivas, incluidos los costos tangibles e intangibles, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas que se estima recuperar.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

- Los costos activados relacionados con compras de propiedades con reservas probadas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas totales.
- Los costos futuros estimados de abandono y taponamiento de pozos se tienen en cuenta al determinar las depreciaciones.

Otros bienes de uso

- Los bienes no afectados a la producción de petróleo y gas han sido depreciados siguiendo el método de amortización de la línea recta sobre la base de porcentajes de amortización calculados en función de la vida útil estimada de cada clase de bien.

El mantenimiento y las reparaciones de los bienes de uso se imputan a resultados a medida que se realizan.

Las renovaciones, mejoras y refacciones que extienden significativamente la vida útil de los bienes son activadas. A medida que los bienes de uso son reemplazados, sus costos relacionados y sus amortizaciones acumuladas, son dadas de baja.

Se activan los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental, sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad de planta (u otro activo productivo); (b) se previene o limita la contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para acondicionar los activos para su venta sin que el valor registrado supere su valor recuperable.

El valor de los bienes de uso, considerados en su conjunto, no supera su valor recuperable.

e) Activos intangibles:

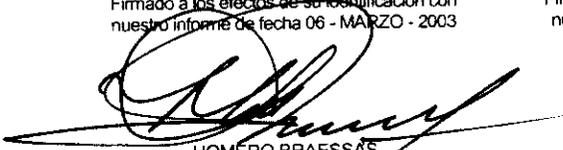
Llave de negocio: corresponde a la diferencia entre el costo de adquisición de ciertas inversiones no corrientes y su respectivo valor patrimonial proporcional, el cual era similar al valor de mercado de los activos y pasivos netos de estas sociedades a la fecha de adquisición de los mismos, reexpresado de acuerdo con lo indicado en Nota 1. La llave de negocio se expone neta de la correspondiente amortización acumulada calculada en base a su vida útil estimada usando el método de la línea recta. Al 31 de diciembre de 2002, las llaves de negocio se encuentran totalmente amortizadas (Anexo B).

f) Impuestos, retenciones y regalías:

Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

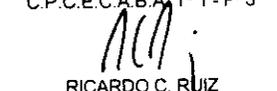
La Sociedad determina el impuesto a las ganancias aplicando la tasa vigente del 35% sobre la utilidad impositiva del ejercicio, sin considerar el efecto de las diferencias temporarias entre el resultado contable y el impositivo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

Adicionalmente, determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal de la Sociedad en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, el importe en concepto del impuesto a las ganancias fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó al resultado del ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias".

Regalías y regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural efectivamente aprovechados, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor estimado en boca de pozo de dichos productos. Dicho valor es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte, almacenamiento y tratamiento. Las regalías se imputan al costo de producción.

La Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario establece la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años. Las alícuotas vigentes de dichas retenciones ascienden a 5% para ciertos productos refinados, gas licuado de petróleo y gasolina natural y 20% para el petróleo. Las retenciones se contabilizan como una reducción del monto de las ventas.

g) Previsiones:

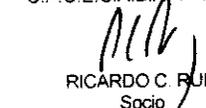
- Deducidas del activo: se han constituido para reducir la valuación de los créditos por ventas, otros créditos, inversiones no corrientes y bienes de uso en base al análisis de los créditos de cobro dudoso y del probable valor recuperable de los activos afectados.
- Incluidas en el pasivo: se han constituido para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad. En la estimación de los montos se ha considerado la probabilidad de su concreción tomando en cuenta las expectativas de la Dirección de la Sociedad y en consulta con sus asesores legales.

El movimiento de las provisiones se expone en el Anexo E.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


 HOMERO BRAESSAS
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
 DELOITTE & Co. S.R.L.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


 RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

h) Obligaciones ambientales:

Las obligaciones ambientales se registran cuando las evaluaciones y/o saneamientos ambientales son probables y significativos y se pueden estimar razonablemente. Dicha estimación se basa en los estudios de factibilidad detallados sobre el enfoque y los costos de saneamiento para emplazamientos individuales, o en la estimación de la Sociedad de los costos a incurrir según la experiencia histórica y la información disponible, dependiendo de la etapa en que se encuentre la evaluación y/o saneamiento de cada emplazamiento. A medida que más información sobre cada emplazamiento está disponible o bien a medida que se modifican las normas sobre medio ambiente, la Sociedad revisa su estimación de costos a incurrir en materia de evaluación y/o saneamiento ambiental.

i) Cuentas del patrimonio neto:

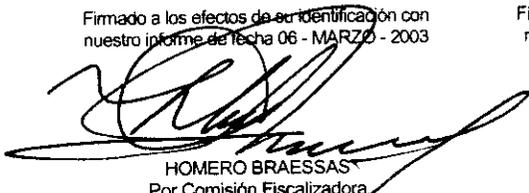
Se reexpresaron de acuerdo con lo indicado en la Nota 1, excepto la cuenta "Capital suscrito", la cual se ha mantenido por su valor de origen. El ajuste derivado de su reexpresión se expone en la cuenta "Ajuste de los aportes".

j) Cuentas del estado de resultados:

Las cuentas del estado de resultados han sido registradas mediante la aplicación de los siguientes criterios:

- Las cuentas que acumulan operaciones monetarias se reexpresaron mediante la aplicación a los importes originales de los coeficientes correspondientes al mes de devengamiento de acuerdo a lo mencionado en la Nota 1.
- El costo de ventas ha sido calculado computando las unidades vendidas en cada mes al costo de reproducción de dicho mes reexpresado de acuerdo a lo mencionado en la Nota 1.
- Los cargos por consumos de activos no monetarios valuados al costo de adquisición, se calcularon en función de los importes ajustados de tales activos, de acuerdo con lo indicado en la Nota 1.
- El resultado por tenencia correspondiente a los bienes de cambio valuados a su costo de reproducción, neto del efecto de la inflación, se incluyó en el rubro "Resultado por tenencia de bienes de cambio".
- Los resultados de inversiones permanentes en sociedades controladas y vinculadas se computaron sobre la base de los resultados de dichas sociedades reexpresados al cierre del ejercicio y se incluyeron en el rubro "Resultados de inversiones no corrientes".
- Los resultados financieros se exponen netos del efecto de la inflación general sobre los activos y pasivos que los generaron. Bajo la denominación de "Resultado por exposición a la inflación" se expone el efecto de la inflación general sobre los activos y pasivos monetarios restantes.

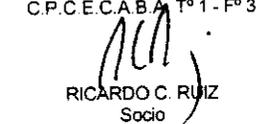
Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

k) Nuevas normas contables profesionales:

La Sociedad aplicará a partir del 1° de enero de 2003, los nuevos principios contables en Argentina (las Resoluciones Técnicas N° 16 a 20 de la F.A.C.P.C.E.) que introducirán modificaciones significativas a los actualmente vigentes en cuanto a los criterios de valuación y exposición.

Las principales modificaciones introducidas por los nuevos principios contables son las siguientes: i) restricciones para la activación de ciertos cargos diferidos, ii) aplicación obligatoria del método del impuesto diferido así como de la medición de los saldos de activos y pasivos diferidos sobre bases descontadas, iii) cambios en la frecuencia y metodología para la comparación de los activos con sus valores recuperables, iv) valuación de instrumentos derivados a valores de mercado, v) utilización de valores descontados para la medición de ciertos créditos y pasivos y, vi) cambios en la valuación de participaciones de sociedades del exterior. Algunas de las mencionadas modificaciones afectarán el saldo inicial del patrimonio neto al 1° de enero de 2003 y la presentación comparativa de los saldos de los estados contables de ejercicios anteriores.

3. DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS DE LOS ESTADOS CONTABLES

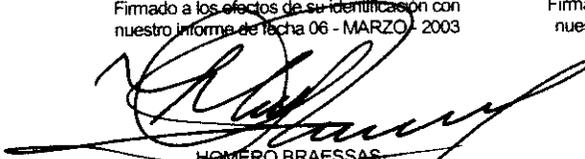
Se indica a continuación la composición de los principales rubros de los estados contables:

Balances Generales**Activo****a) Inversiones:**

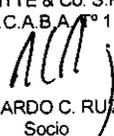
	2002		2001		2000	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias y títulos públicos	371 ⁽¹⁾	8	13 ⁽¹⁾	44	33 ⁽¹⁾	-
Sociedades controladas, vinculadas y otras (Anexo C)	-	2.413	-	4.853	-	6.055
Previsión para desvalorización de las participaciones en sociedades vinculadas y otras sociedades (Anexo E)	-	(189)	-	(308)	-	(13)
	371	2.232	13	4.589	33	6.042

(1) Incluye 355, 4 y 24 al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente, correspondientes a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


RICARDO C. RUZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

b) Créditos por ventas:	2002		2001		2000	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Deudores comunes	1.752	80	2.383	170	2.488	36
Sociedades relacionadas (Nota 7)	571	-	515	-	436	-
Documentos a cobrar	-	-	20	-	-	-
	2.323 ⁽¹⁾	80	2.918	170	2.924	36
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(430)	-	(1.019)	-	(556)	-
	1.893	80	1.899	170	2.368	36

(1) Incluye 292 en gestión judicial, 201 de plazo vencido a menos de tres meses, 457 de plazo vencido a más de tres meses, 1.335 a vencer dentro de los próximos tres meses y 38 a vencer a más de tres meses.

c) Otros créditos:	2002		2001		2000	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Créditos y anticipos de impuestos y reembolsos por exportaciones	254	69	244	153	290	-
Deudores por servicios	26	-	79	-	76	-
Gastos pagados por adelantado	56	199	33	249	31	319
Cánones y derechos	17	143	15	161	13	175
Sociedades relacionadas (Nota 7)	3.058	455	454	410	419	209
Préstamos a clientes	11	91	48	223	76	227
Por reconversión de contratos	-	27	-	70	-	92
Por desbalanceo de producción de gas	-	36	-	68	-	72
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	38	-	96	-	70	-
Por venta de activos no corrientes	6	1	24	15	-	-
Diversos	146	74	203	103	192	65
	3.612 ⁽¹⁾	1.095 ⁽²⁾	1.196	1.452	1.167	1.159
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(104)	-	(227)	-	(242)	-
Previsión para valorar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(96)	-	(79)	-	(11)
	3.508	999	969	1.373	925	1.148

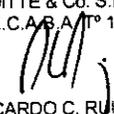
(1) Incluye 261 de plazo vencido a menos de tres meses, 138 de plazo vencido a más de tres meses y 3.213 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 667 de uno a tres meses, 35 de tres a seis meses, 959 de seis a nueve meses y 1.552 de nueve a doce meses.

(2) Incluye 281 a vencer de uno a dos años, 83 a vencer de dos a tres años y 731 a vencer a más de tres años.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

d) Bienes de cambio:	2002	2001	2000
Productos destilados para la venta	304	308	419
Petróleo crudo	216	190	209
Productos en proceso de destilación	10	13	13
Materias primas y envases	59	37	28
	<u>589</u>	<u>548</u>	<u>669</u>

e) Bienes de uso:	2002	2001	2000
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	18.699	18.253	16.241
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(44)	(4)	(46)
Previsión para obsolescencia de materiales (Anexo E)	(26)	(26)	(28)
Previsión para bienes de uso a desafectar (Anexo E)	(57)	(57)	(57)
	<u>18.572</u>	<u>18.166</u>	<u>16.110</u>

Pasivo

f) Cuentas por pagar:	2002		2001		2000	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	1.228	4	1.469	33	1.314	26
Concesiones de explotación (Nota 10.b)	-	-	262	218	175	480
Sociedades relacionadas (Nota 7)	207	-	225	-	133	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	112	-	142	-	161	-
Diversas	68	94	32	65	9	31
	<u>1.615⁽¹⁾</u>	<u>98⁽²⁾</u>	<u>2.130</u>	<u>316</u>	<u>1.792</u>	<u>537</u>

(1) Incluye 1.561 a vencer dentro de los próximos tres meses, 16 a vencer de tres a seis meses y 38 a vencer a más de seis meses.

(2) Incluye 49 a vencer de uno a dos años y 49 a vencer a más de dos años.

g) Préstamos:	Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento del Capital	2002		2001		2000	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Obligaciones Negociables	-	-	975	2.387	198	2.141	726	2.701
Sociedades relacionadas (Nota 7)	-	-	-	-	1.063	-	325	-
Otras deudas bancarias y otros acreedores	3,66%	2003-2007	90	337	901	312	213	116
			<u>1.065</u>	<u>2.724</u>	<u>2.162</u>	<u>2.453</u>	<u>1.264</u>	<u>2.817</u>

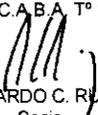
(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2002.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


EDMUNDO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

Al 31 de diciembre de 2002, los vencimientos de los préstamos corrientes y no corrientes, son los siguientes:

	De 1 a 3 meses	De 3 a 6 meses	De 6 a 9 meses	Total
Préstamos corrientes	1.019	4	42	1.065

	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	Total
Préstamos no corrientes	1.104	84	84	795	657	2.724

Se indican a continuación las principales características de las Obligaciones Negociables emitidas:

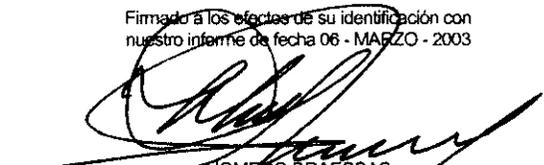
Programa Global	Emisión (en millones)		Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento del Capital	Valor Registrado					
					2002		2001		2000	
					Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
-	-	Año 1994 Valor nominal U\$S 350	8,00%	2004	31	1.019	20	661	24	764
U\$S 500	1995	U\$S 400	-	-	-	-	26	-	155	26
U\$S 500	1997	U\$S 100	-	-	-	-	26	-	44	26
U\$S 700	1995	U\$S 400	-	-	-	-	89	-	146	89
U\$S 700	1996	Liras 300.000	-	-	-	-	-	-	314	-
U\$S 1.000	1997	U\$S 300	7,75%	2007	20	711	13	460	15	589
U\$S 1.000	1998	U\$S 350	7,25%	2003	906	-	13	594	15	679
U\$S 1.000	1998	U\$S 100	10,00%	2028	4	219	2	142	2	190
U\$S 1.000	1999	U\$S 225	9,13%	2009	14	438	9	284	11	338
					975	2.387	198	2.141	726	2.701

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2002.

En relación con las emisiones de Obligaciones Negociables, la Sociedad ha acordado para sí y sus sociedades controladas ciertas cláusulas, incluyendo entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento, y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un 25% del monto total del capital de las Obligaciones Negociables en circulación podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

Las deudas financieras contienen generalmente obligaciones usuales en contratos de esta naturaleza que incluyen limitaciones relativas a la creación de gravámenes sobre los activos de la Sociedad, protecciones ante cambios adversos y cláusulas de cesación de pagos cruzadas. La mayoría de las deudas pendientes de la Sociedad están sujetas al último tipo de cláusulas mencionadas, las cuales pueden ejecutarse si ocurre algún evento de cesación de pagos respecto de intereses o capital en una suma igual o superior a U\$S 20 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 14 - Fº 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

Estados de Resultados**h) Otros egresos, netos:**

	2002	2001	2000
Impuesto sobre los débitos y créditos de cuentas bancarias	(139)	(57)	-
Previsión para juicios pendientes	(114)	(98)	(85)
Baja de bienes de uso y materiales obsoletos	-	(7)	(124)
Donaciones	(10)	(33)	(65)
Multa GLP (Nota 10.b)	-	-	(238)
Diversos	(63)	(25)	(71)
	<u>(326)</u>	<u>(220)</u>	<u>(583)</u>

i) Resultados financieros y por tenencia:

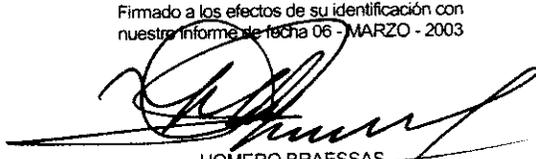
	Ingresos (Egresos)		
	2002	2001	2000
Generados por activos:			
Intereses	225	130	120
Diferencia de cambio ⁽¹⁾	1.952	(65)	(39)
Resultado por tenencia de bienes de cambio (Anexo F)	18	(87)	85
Resultado por exposición a la inflación	(1.390)	-	-
	<u>805</u>	<u>(22)</u>	<u>166</u>
Generados por pasivos:			
Intereses	(548)	(548)	(513)
Diferencias de cambio	(3.766)	-	-
Resultado por exposición a la inflación	1.147	-	-
Otros	126	-	-
	<u>(3.041)</u>	<u>(548)</u>	<u>(513)</u>
	<u>(2.236)</u>	<u>(570)</u>	<u>(347)</u>

(1) Incluye 1.743, (59) y (33) correspondientes al efecto de la trasilación de las inversiones en el exterior por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente.

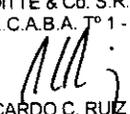
4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2002, el capital suscrito es de 3.933 y está representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública. Al 1° de enero de 2001, YPF aumentó su capital suscrito en 403 representado por 40.312.793 acciones ordinarias escriturales Clase D, de valor nominal \$ 10 cada una y un voto por acción, como consecuencia de la fusión entre YPF, Astra y Repsol Argentina S.A.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


RICARDO C. RUZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

Al 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF, S.A. ("Repsol YPF") controla la Sociedad, directa e indirectamente, mediante una participación del 99,04%. El domicilio legal de Repsol YPF es Paseo de la Castellana 278, 28046 Madrid, España.

La actividad principal de Repsol YPF es la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo y gas natural, el transporte de productos derivados de hidrocarburos, gas licuado de petróleo y gas natural, la refinación, la producción de productos petroquímicos y la comercialización de productos derivados de hidrocarburos, petroquímicos, gas licuado y gas natural.

Al 31 de diciembre de 2002, el Estado Nacional Argentino posee 1.000 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente su voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de copiamiento accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

5. ACTIVOS DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA Y GARANTIAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 2002, YPF ha garantizado acuerdos de comercialización suscriptos por ciertas subsidiarias por un monto de U\$S 77 millones. Con posterioridad al 31 de diciembre de 2002 dichos acuerdos fueron renovados por el plazo de un año, por un monto de U\$S 47 millones. Adicionalmente, YPF ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Pluspetrol Energy S.A., de Central Dock Sud S.A. y de PBBPolisur S.A. por un monto de aproximadamente U\$S 76 millones, U\$S 85 millones y U\$S 21 millones, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2002, Pluspetrol Energy S.A. ha iniciado diversas gestiones ante entidades financieras locales y del exterior tendientes a obtener una reestructuración de los plazos de pago de su deuda.

La Sociedad ha acordado mantener su participación en Petroken, no pudiendo disponer de la misma sin previa autorización de los bancos acreedores. Asimismo, YPF ha prendado la totalidad de sus acciones de Mega y Profertil S.A. y se ha comprometido, entre otras cosas, a mantener su participación en dichas sociedades hasta el 1° de abril de 2004 y hasta el 31 de diciembre de 2010, respectivamente. Adicionalmente, la Sociedad ha otorgado una garantía en relación con la actividad de financiación de Mega por un monto de aproximadamente U\$S 13 millones.

En relación con los préstamos obtenidos para la adquisición de las acciones ordinarias de Maxus (sociedad controlada indirectamente a través de YPF Holdings Inc.), la Sociedad ha garantizado el pago de dichos préstamos, los cuales ascendían a U\$S 27 millones al 31 de diciembre de 2002.

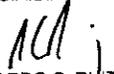
Adicionalmente, en relación con la transferencia de ciertas subsidiarias durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001, la Sociedad garantizó el efecto de la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense por un período de doce meses a partir de diciembre de 2001, sobre un monto de capital de trabajo de U\$S 80 millones. El efecto de la cobertura de dicha garantía de aproximadamente 173 fue imputado al estado de resultados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

6. PARTICIPACION EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS

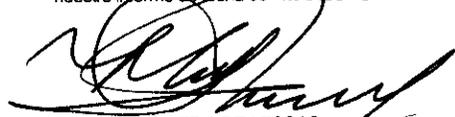
Al 31 de diciembre de 2002, las principales Uniones Transitorias de Empresas ("UTEs") y Consorcios de exploración y explotación en las que la Sociedad participa son las siguientes:

Nombre y Ubicación	Participación	Operador	Ultimos Estados Contables Emitidos	Duración Hasta	Actividad
Puesto Hernández <i>Neuquén y Mendoza</i>	61,55%	Pecom Energía S.A.	30/09/02	2016	Producción
El Tordillo <i>Chubut</i>	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/02	2016	Producción
Magallanes "A" <i>Santa Cruz</i>	50,00%	Sipetrol S.A.	31/12/01	2016	Producción
Tierra del Fuego <i>Tierra del Fuego</i>	30,00%	Pan American Fuegoina S.R.L.	30/09/02	2017	Producción
Palmar Largo <i>Formosa</i>	30,00%	Pluspetrol S.A.	30/09/02	2017	Producción
Aguaraque <i>Salta</i>	30,00%	Tecpetrol S.A.	30/11/02	2017	Exploración y producción
Aguada Pichana <i>Neuquén</i>	27,28%	Total Austral S.A.	30/09/02	2017	Producción
San Roque <i>Neuquén</i>	34,11%	Total Austral S.A.	30/09/02	2017	Exploración y producción
Acambuco <i>Salta</i>	22,50%	Pan American Energy LLC	30/09/02	2016	Exploración y producción
La Taper y Puesto Quiroga <i>Chubut</i>	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/02	2017	Exploración
Llancanelo <i>Mendoza</i>	51,00%	YPF S.A.	31/12/01	2018	Exploración y producción
Ramos ⁽¹⁾ <i>Salta</i>	15,00%	Pluspetrol Energy S.A.	31/12/01	2026	Producción
Filo Morado <i>Neuquén</i>	50,00%	YPF S.A.	-	2006	Generación de energía eléctrica
Corralera <i>Neuquén</i>	40,00%	Chevron San Jorge S.R.L.	-	2005	Exploración
Campamento Central / Cañadón Perdido <i>Chubut</i>	50,00%	YPF S.A.	-	2017	Producción

(1) Adicionalmente, YPF posee un 27% de participación indirecta a través de Pluspetrol Energy S.A.

Hasta el 31 de diciembre de 2002, la Sociedad licitó y resultó adjudicataria en forma total o asociada con terceros de permisos de exploración en varias áreas, oscilando su participación entre el 18% y el 100%.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 14 - Fº 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3


RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

Los activos, pasivos y los costos de producción de las UTEs y consorcios que se incluyen en cada rubro de los estados contables son los siguientes:

	2002	2001	2000
Activo corriente	109	124	181
Activo no corriente	1.609	1.471	1.394
Total del activo	1.718	1.595	1.575
Pasivo corriente	190	133	253
Pasivo no corriente	8	2	-
Total del pasivo	198	135	253
Costos de producción	658	530	580

Para la determinación de la participación en uniones transitorias de empresas y consorcios se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible.

7. SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, los principales saldos pendientes por operaciones con sociedades controladas y vinculadas, la sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común son los siguientes:

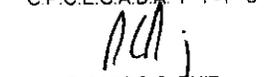
	2002			2001			2000		
	Créditos por ventas		Otros créditos	Créditos por ventas		Otros créditos	Créditos por ventas		Otros créditos
	Corriente	No Corriente		Corriente	No Corriente		Corriente	No Corriente	
Sociedades controladas:									
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	6	-	2	26	-	-	-	2	-
A - Evangelista S.A.	-	-	1	9	7	-	-	-	-
	6	-	3	35	7	-	-	2	-
Sociedades vinculadas:									
Petroken	26	-	-	13	2	-	11	2	-
Profertil S.A.	8	-	108	-	26	52	2	-	-
Mega	226	-	1	30	135	-	9	-	-
Refinor	88	-	2	22	4	-	22	-	-
Otras	31	-	45	24	18	17	26	2	4
	379	-	156	30	194	50	69	70	4

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


 HOMERO BRAESSAS
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


 RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

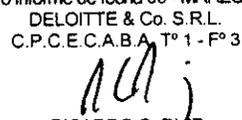
	2002			2001			2000		
	Créditos por ventas	Otros créditos		Créditos por ventas	Otros créditos		Créditos por ventas	Otros créditos	
	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:									
Repsol YPF	-	1.384	-	-	7	-	-	-	-
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	145	-	-	244	-	-	231	-	-
Repsol YPF Gas S.A.	10	30	63	24	35	129	37	122	-
Repsol YPF Gas Chile Ltda.	-	-	362	-	48	212	-	192	205
Repsol YPF Brasil S.A.	18	311	-	11	207	-	50	13	-
Repsol International Finance B.V.	-	1.163	-	-	-	-	-	-	-
Andina	-	1	-	-	100	-	-	-	-
Otras	13	10	-	7	-	-	48	86	-
	186	2.899	425	286	397	341	366	413	205
	571	3.058	455	515	454	410	436	419	209

	2002		2001		2000	
	Cuentas por pagar		Cuentas por pagar	Préstamos	Cuentas por pagar	Préstamos
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Sociedades controladas:						
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	6	20	-	-	17	2
A - Evangelista S.A.	28	26	-	-	-	-
Otras	44	96	-	-	-	-
	78	142	-	-	17	2
Sociedades vinculadas:						
Oleoductos del Valle S.A.	13	24	-	-	20	-
Otras	79	50	-	-	38	-
	92	74	-	-	58	-
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:						
Repsol YPF	26	7	-	-	-	323
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	1.063	-	-	-
Otras	11	2	-	-	58	-
	37	9	1.063	-	58	323
	207	225	1.063	-	133	325

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


HOMERO BRAESSAS
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

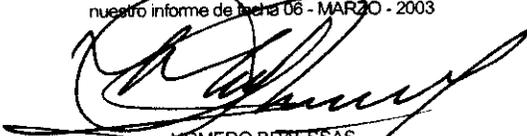
Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

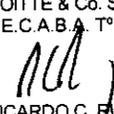
La Sociedad efectúa operaciones de compra, de venta y financieras con sociedades controladas y vinculadas, con la sociedad controlante y con otras sociedades relacionadas bajo control común. Los precios de estas operaciones se aproximan a los correspondientes a operaciones con terceros. Adicionalmente, las operaciones de venta de participaciones en sociedades controladas y vinculadas de YPF a otras sociedades relacionadas se detallan en la Nota 12. Las operaciones de compra, de venta y financieras con estas sociedades por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, son las siguientes:

	2002				2001				2000				
	Ventas	Compras y servicios	Operaciones de préstamos (débitos) créditos	Intereses ganancia (pérdida)	Ventas	Anticipos de clientes	Compras y servicios	Operaciones de préstamos (débitos) créditos	Intereses ganancia (pérdida)	Ventas	Compras y servicios	Operaciones de préstamos (débitos) créditos	Intereses ganancia (pérdida)
Sociedades controladas:													
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	8	84	-	-	15	-	124	-	-	15	122	-	(2)
A - Evangelista S.A.	-	256	2	1	-	-	122	-	-	-	-	-	-
Otras	-	-	-	-	-	-	11	-	13	-	-	2	-
	8	340	2	1	15	-	257	-	13	15	122	2	(2)
Sociedades vinculadas:													
Refinor	210	85	-	-	203	-	164	-	-	242	209	-	-
Petroken	122	1	-	-	105	-	2	-	-	105	-	-	-
Profertil S.A.	64	29	20	8	37	-	22	(79)	2	13	-	-	-
Mega	292	-	(34)	1	312	-	22	-	-	9	-	-	-
Oleoductos de Valle S.A.	1	67	-	-	-	-	96	-	-	2	96	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	75	-	-	-	-	55	-	-	-	65	-	-
Otras	189	101	-	-	222	-	131	-	2	125	65	-	-
	878	358	(14)	9	879	-	492	(79)	4	496	435	-	-
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:													
Repsol YPF	1	19	(82)	34	4	836	-	(323)	-	-	-	(484)	(74)
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	1.402	374	-	-	2.226	-	87	-	-	2.193	-	-	-
Repsol YPF Brasil S.A.	55	-	25	20	41	-	-	(194)	7	33	-	(13)	-
Repsol YPF Gas S.A.	115	-	28	6	135	-	-	(41)	13	142	2	(122)	2
Repsol International Finance B.V.	-	-	(1.203)	5	-	-	-	-	(92)	-	-	-	-
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	(1.885)	(75)	-	-	-	1.063	(137)	-	-	-	-
Otras	48	11	205	25	381	-	94	37	18	277	236	(364)	4
	1.621	404	(2.912)	15	2.787	836	181	542	(191)	2.645	238	(983)	(68)
	2.507	1.102	(2.924)	25	3.681	836	930	463	(174)	3.156	795	(981)	(70)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


HOMERO BRAESSAS
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


DELOITTE & Co. S.R.L.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

8. INFORMACION SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

La Sociedad organiza su estructura de negocio en cinco segmentos, los cuales comprenden: la exploración y producción, incluyendo las compras contractuales de gas y compras de petróleo crudo derivados de contratos de servicios y concesiones ("Exploración y Producción"), la refinación y comercialización de petróleo crudo y productos derivados del petróleo ("Refino y Marketing"), las operaciones petroquímicas ("Química"), la comercialización del gas natural y generación eléctrica ("Gas Natural y Electricidad") y las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, agrupadas bajo la clasificación de "Administración Central y Otros", que comprende principalmente los gastos y activos de la administración central, las actividades de construcción y las operaciones de TS (Nota 10.b).

El resultado operativo y los activos identificables para cada segmento han sido determinados después de ajustes de consolidación. Las ventas entre los segmentos se efectúan a precios internos de transferencia establecidos por YPF, que reflejan aproximadamente los precios de mercado.

	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Gas Natural y Electricidad	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002							
Ventas netas a terceros	1.167	10.882	727	31	-	-	12.807
Ventas netas a sociedades relacionadas	392	2.115	-	-	-	-	2.507
Ventas netas y comisiones por servicios intersegmentos	11.084	688	364	16	-	(12.152)	-
Ventas netas e ingresos por servicios totales	12.643	13.685	1.091	47 ⁽¹⁾	-	(12.152)	15.314
Utilidad (Pérdida) operativa	6.719	(134)	182	19	(324)	(19)	6.443
Resultado de inversiones no corrientes	61	52	(208)	(584)	(56)	-	(735)
Depreciación de bienes de uso	1.571	351	38	12	27	-	1.999
Inversión en bienes de uso	2.217	285	113	7	40	-	2.662
Activos identificables	16.393	8.336	1.159	249	2.993	(672)	28.458
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001							
Ventas netas a terceros	1.785	7.094	380	50	-	-	9.309
Ventas netas a sociedades relacionadas	2.625	1.056	-	-	-	-	3.681
Ventas netas y comisiones por servicios intersegmentos	4.791	561	378	15	-	(5.745)	-
Ventas netas e ingresos por servicios totales	9.201	8.711 ⁽²⁾	758	65 ⁽¹⁾	-	(5.745) ⁽²⁾	12.990
Utilidad (Pérdida) operativa	4.122	301	(9)	31	(316)	111	4.240
Resultado de inversiones no corrientes	(432)	67	(109)	(240)	(32)	-	(746)
Depreciación de bienes de uso	1.490	362	31	9	26	-	1.918
Inversión en bienes de uso	1.947	244	159	11	46	-	2.407
Activos identificables	16.299	8.726	1.412	910	633	(151)	27.829

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


 HOMERO BRAESSAS
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
 DELOITTE & Co. S.R.L.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


 RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Gas Natural y Electricidad	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000							
Ventas netas a terceros	2.233	7.701	458	22	-	-	10.414
Ventas netas a sociedades relacionadas	2.305	851	-	-	-	-	3.156
Ventas netas y comisiones por servicios intersegmentos	5.875	748	454	15	-	(7.092)	-
Ventas netas e ingresos por servicios totales	10.413	9.300 ⁽²⁾	912	37 ⁽¹⁾	-	(7.092) ⁽²⁾	13.570
Utilidad (Pérdida) operativa	5.671	7	(9)	24	(301)	-	5.392
Resultado de inversiones no corrientes	(4)	71	(13)	-	(28)	-	26
Depreciación de bienes de uso	1.240	364	28	-	20	-	1.652
Inversión en bienes de uso	2.086	321	155	6	68	-	2.636
Activos identificables	15.911	9.780	1.329	212	625	(378)	27.479

(1) Las ventas de gas natural son registradas en el segmento Exploración y Producción.

(2) A partir del 1° de enero de 2002, las ventas de crudo son llevadas a cabo por el segmento Refino y Marketing. Si esta nueva política de comercialización hubiera sido aplicada retroactivamente, las ventas netas totales del segmento Refino y Marketing y los Ajustes de Consolidación al 31 de diciembre de 2001 y 2000, hubieran sido aproximadamente 10.981 y (8.015), y, 11.980 y (9.772), respectivamente.

Las ventas por exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000 fueron 7.666, 4.637 y 5.067, respectivamente, que incluyen 1.402, 2.226 y 2.193, respectivamente, correspondientes a las ventas a Repsol YPF Transporte y Trading S.A. Estas exportaciones se realizan principalmente a Brasil, Chile y Estados Unidos de América.

9. BENEFICIOS SOCIALES Y OTROS BENEFICIOS PARA EL PERSONAL

a) Programa de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño:

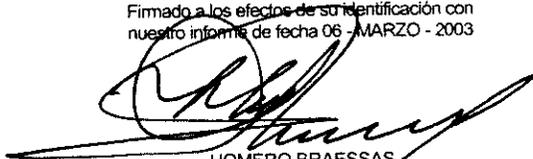
Alcanza a ciertos empleados de la Sociedad y sus sociedades controladas. Se basa en el cumplimiento de los objetivos corporativos, de unidad de negocio e individuales y en la evaluación de desempeño. Se determina a partir de la remuneración anual de cada empleado y será abonada en efectivo.

El cargo a resultados relacionado con el programa de bonificación descrito fue 25, 35 y 39, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente.

b) Plan de retiro:

A partir del 1° de marzo de 1995, la Sociedad ha establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 2% y el 9% de su remuneración mensual y la Sociedad deberá aportar un monto equivalente al contribuido por cada adherente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


 HOMERO BRAESSAS
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


 RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

Los adherentes recibirán los fondos aportados por la Sociedad antes de su retiro, únicamente en caso de renuncia bajo ciertas circunstancias o despido injustificado y, adicionalmente, en caso de muerte o incapacidad. YPF puede discontinuar este plan en cualquier momento, sin incurrir en ningún costo relacionado a su terminación.

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden a aproximadamente a 4, 7 y 7 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente.

c) Programas de Incentivo a Directivos:

Alcanzan a directivos y a personal con alta responsabilidad de la Sociedad y sus sociedades controladas e incluyen:

- Programa de Apreciación Accionaria con vencimiento en el 2004, basado en la apreciación de la cotización de la acción de Repsol YPF entre el momento de otorgamiento de los derechos y el de su ejercicio y es abonado en efectivo. Incluye 387.860 derechos de apreciación accionaria cuyo valor base es de 16,40 y 24,60 euros por acción.
- Programa de Opciones para la Adquisición de Acciones con vencimiento en el 2005. Bajo este programa, Repsol YPF tiene previsto emitir obligaciones convertibles en acciones ordinarias, de carácter subordinado, de dos series diferentes con un valor nominal de 15 y 22 euros, respectivamente. Los beneficiarios podrán ejercer su derecho de adquisición mediante el pago del valor nominal de las obligaciones al finalizar cada uno de los años desde la fecha de emisión.

El cargo neto correspondiente a estos programas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002 no ha sido significativo.

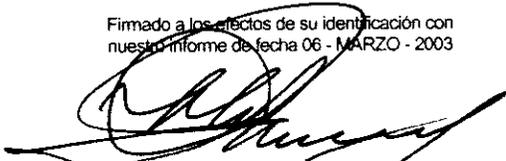
10. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

a) Previsión para juicios pendientes:

Se constituye para afrontar juicios cuantificables con perspectiva desfavorable. En opinión de la Dirección de la Sociedad y en la de sus asesores legales externos, no se espera que en el futuro estos juicios tengan efectos significativos adicionales en los resultados de las operaciones o en la posición financiera de la Sociedad (Anexo E).

Adicionalmente, existen causas en las que YPF es demandada por aproximadamente 371, para las cuales no se ha constituido previsión debido a que la Dirección de la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha y a la opinión de sus asesores legales, no ha podido determinar con razonable certeza la perspectiva de las mismas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRÁESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

b) Otros compromisos y contingencias:

Compromisos contractuales diversos:

En noviembre de 1996, junio de 1998 y diciembre de 2001, YPF recibió de compradores de petróleo crudo pagos anticipados por compromisos futuros de entregas de petróleo por aproximadamente U\$S 399 millones, U\$S 315 millones y U\$S 400 millones, respectivamente. Bajo los términos de estos contratos la Sociedad acordó vender y entregar a los compradores aproximadamente 27,8 millones, 23,9 millones y 24,1 millones de barriles de petróleo crudo durante el término de siete, diez y siete años, respectivamente. La Sociedad podrá utilizar crudos de diferentes orígenes para satisfacer sus entregas contractuales, incluyendo crudo de producción propia y crudo adquirido a terceros. Estos anticipos por ventas de crudo han sido expuestos como anticipos de clientes en el balance general y los mismos serán aplicados a las entregas realizadas a los compradores durante el término de los contratos. El monto de los anticipos asciende a 1.715, 1.440 y 796 al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2002, aproximadamente 37 millones de barriles de crudo se encuentran pendientes de entrega. Las entregas de crudo a los compradores son registradas como ventas netas al precio utilizado para calcular el monto total de los contratos.

Con fecha 31 de enero de 2003, la Sociedad recibió una notificación de la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"), manifestando que los anticipos recibidos por entregas futuras de petróleo crudo en 1996 y 1998, mencionados precedentemente, deberían estar sujetos a una retención por impuesto a las ganancias de aproximadamente 69, más intereses y multas. La Dirección de la Sociedad considera, basada en la opinión de sus asesores legales, que por tratarse de anticipos recibidos por exportaciones comprometidas de petróleo crudo, el reclamo carece de fundamentos.

Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino:

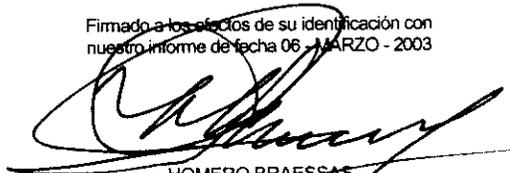
En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones de la Sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990.

Hasta el 31 de diciembre de 2002, todos los reclamos relacionados con la Sociedad Predecesora recibidos por YPF han sido o están en proceso de ser notificados al Gobierno Nacional Argentino.

Pasivos ambientales de YPF:

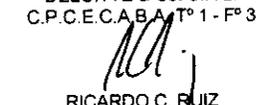
Debido a su operatoria, YPF está sujeta a diversas leyes y regulaciones provinciales y nacionales de protección del medio ambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medio ambiente resultantes de la mencionada operatoria. La Dirección de YPF considera que las operaciones de la Sociedad se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en Argentina, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

No obstante, se ha encomendado la realización de estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en las que la Sociedad tiene actividades, a fin de establecer su estado, causas y remedios, así como en su caso en función de la antigüedad del problema, las responsabilidades del Estado Nacional en virtud de la obligación de mantener indemne a YPF por los pasivos que pudieran existir con anterioridad al 31 de diciembre de 1990.

Al 31 de diciembre de 2002, se han provisionado las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y significativos y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Cambios legislativos y tecnológicos futuros podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. Sobre la base de la evidencia actualmente disponible, la Dirección de la Sociedad cree que estos cambios no producirían un impacto significativo adverso en la situación financiera y en el resultado de las operaciones de YPF, pero los posibles cambios en los gastos proyectados como resultado de modificaciones en las leyes o regulaciones argentinas y estudios en realización podrían afectar los resultados de las operaciones en el largo plazo.

Pasivos ambientales de Maxus:

Ciertos pasivos ambientales retenidos por Maxus en relación con actividades de la industria química realizadas en el pasado fueron asumidos por parte de TS, una subsidiaria controlada indirectamente a través de YPF Holdings Inc. En relación con esta transacción, YPF se comprometió a contribuir con fondos hasta un monto que permita a TS hacer frente a los compromisos ambientales asumidos y a sus costos y gastos operativos (Nota 3 a los estados contables consolidados).

Mercado del gas licuado de petróleo:

Con fecha 22 de marzo de 1999, YPF fue notificada de la Resolución N° 189/99 de la ex Secretaría de Industria, Comercio y Minería (la "Secretaría"), la cual impuso a la Sociedad una multa de 109, en moneda de esa fecha, por interpretar que se habría incurrido en abuso de posición dominante en el mercado del gas licuado de petróleo a granel ("GLP"), debido a la existencia de diferencia de precios entre las exportaciones de GLP respecto de las ventas en el mercado interno, durante el período comprendido entre 1993 y 1997. La Sociedad provisionó el importe mencionado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000. En julio de 2002, la Corte Suprema confirmó la multa e YPF efectivizó el pago reclamado.

Asimismo, la Resolución N° 189/99, ordenó iniciar una investigación para comprobar si la conducta sancionada se repitió en el período de octubre de 1997 a marzo de 1999. En el marco de tal investigación, con fecha 29 de enero de 2003, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, solicitó a YPF explicaciones. La Sociedad se presentó oponiendo excepción de prescripción y, en subsidio, formulando tales explicaciones y solicitando el archivo de las actuaciones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

Acuerdo con el Estado Nacional y la Provincia de Neuquén:

Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 1.252, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa de la cual YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF se comprometió, entre otras cosas, a abonar al Estado Nacional U\$S 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso; a definir un programa de inversiones de U\$S 8.000 millones, en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Adicionalmente, YPF donó la suma de U\$S 20 millones, destinados a la cancelación de deudas de ciertas compañías prestadoras de servicios a YPF, y de U\$S 10 millones para cubrir necesidades de capital de trabajo de las mismas compañías. Las obligaciones mencionadas han sido alcanzadas por la nueva normativa económica descripta en la Nota 13.

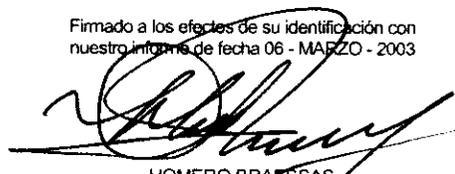
Reclamo de EDF International S.A.:

EDF Internacional S.A. ("EDF"), ha iniciado un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional, en el que demanda a Endesa Internacional S.A., Repsol YPF e YPF. En dicho proceso arbitral, EDF reclama que Repsol YPF e YPF sean condenados a pagarle la suma de U\$S 69 millones en relación con la venta de Electricidad Argentina S.A., sociedad controlante de Edenor S.A., por la revisión del precio pagado, según se estipuló en el contrato de compra-venta de acciones, alegando la desvinculación de la paridad del tipo de cambio del peso respecto del dólar estadounidense antes del 31 de diciembre de 2001. La Dirección de la Sociedad, basada en la opinión de sus asesores legales externos, considera que la Ley de Convertibilidad N° 23.928 fue derogada a partir de la entrada en vigencia de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, promulgada el 6 de enero de 2002 y, que por lo tanto, el reclamo de EDF carece de fundamentos.

Liquidación de regalías hidrocarburíferas:

A partir de la sanción de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, que entre otras medidas, modificó la Ley de Convertibilidad, se ha producido una discrepancia con las provincias en relación al tipo de cambio a utilizar para liquidar las regalías hidrocarburíferas, debido a que las mismas consideran que las liquidaciones practicadas por la producción destinada al mercado interno no se ajustan a lo dispuesto por las Resoluciones N° 155/92 y 188/93 de la Secretaría de Energía, en cuanto a la utilización del tipo de cambio libre. En opinión de la Dirección de la Sociedad, es procedente la liquidación de regalías en base a los montos efectivamente percibidos basándose en lo dispuesto por el Art. 56, inciso c), punto I de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y en el Art. 110 del Decreto 1.757/90. La Sociedad estima que el criterio sostenido por las provincias productoras es improcedente y se encuentra negociando con las mismas en el marco de la Resolución N° 231/02 de la Secretaría de Energía.

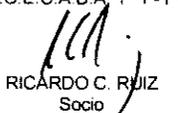
Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

11. RESTRICCIONES A LOS RESULTADOS NO ASIGNADOS

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550, el 5% de la utilidad neta del ejercicio debe ser apropiada a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del Capital Social (Capital Suscripto y Ajuste de los Aportes). En consecuencia, los resultados no asignados están restringidos en 167.

De acuerdo con la Ley N° 25.063, sancionada en diciembre de 1998, los dividendos que se distribuyan, en dinero o en especie, en exceso de las utilidades impositivas acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de pago o distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo, excepto los que se distribuyan a accionistas radicados en países con los cuales existan convenios para evitar la doble imposición, los cuales estarán sujetos a una alícuota menor. Se consideran utilidades impositivas acumuladas a los efectos de este impuesto al saldo de utilidades contables acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la vigencia de la referida ley menos los dividendos pagados más las utilidades impositivas determinadas a partir de dicho ejercicio.

El Directorio, en su reunión del 7 de noviembre de 2002, aprobó el pago de un dividendo anual de 1.569, disponiendo de la reserva para futuros dividendos aprobada por la Asamblea de Accionistas del 10 de abril de 2002. Dicho dividendo fue compensado casi en su totalidad con créditos existentes a dicha fecha con el accionista mayoritario, por un monto de 1.532 y el saldo remanente con accionistas minoritarios fue cancelado en efectivo con fondos de libre disponibilidad.

Los resultados no asignados se verán afectados por la implementación de algunos de los nuevos principios contables aplicables a partir del 1 de enero de 2003 (Nota 2.k).

12. PRINCIPALES CAMBIOS EN EL CONJUNTO ECONOMICO

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2000:

- YPF, a través de YPF International Ltd., celebró un acuerdo para la venta a terceros de aproximadamente el 99% de su participación en las propiedades de Crescendo Resources L.P, cuya actividad es la producción de gas natural en el estado de Texas, Estados Unidos de América. Dicha transacción fue estructurada en dos tramos, siendo perfeccionado el primero en diciembre de 1999 por un valor de aproximadamente U\$S 405 millones y el segundo en enero de 2000 por un valor de aproximadamente U\$S 219 millones. YPF International Ltd. registró, al 31 de diciembre de 1999, una pérdida neta antes de impuesto a las ganancias de aproximadamente 264, correspondiente al resultado de la citada transacción.
- En febrero de 2000, el Directorio aprobó la iniciación de las gestiones de venta de las inversiones de YPF International Ltd. en Indonesia. Al 31 de diciembre de 2000, YPF International Ltd. registró una pérdida de 426, para valorar dichas inversiones a su valor estimado de realización a dichas fechas.
- En febrero de 2000, el Directorio aprobó la fusión de YPF con Maleic S.A. con fecha efectiva 1° de enero de 2000, la cual fue ratificada por la Asamblea General de Accionistas de fecha 27 de abril de 2000.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

- Al 31 de diciembre de 2000, YPF International Ltd. vendió sus inversiones en Colombia a Repsol Exploración Colombia S.A., por aproximadamente U\$S 6 millones, registrando un resultado neto de 4.
- La Sociedad, a través de YPF Chile S.A., adquirió el 45% del grupo Empresas Lipigas S.A., por aproximadamente U\$S 171 millones.
- En diciembre de 2000, Astra vendió su 21% de participación en Inversora en Distribución de Entre Ríos S.A. a PSEG Américas Ltd. por U\$S 42 millones. Dicha transacción fue estructurada en dos tramos. El primero se perfeccionó en diciembre de 2000 y el segundo tramo se perfeccionó en junio de 2001.
- En diciembre de 2000, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas aprobó la fusión de YPF, Astra y Repsol Argentina S.A., compañías controladas de Repsol YPF, mediante la absorción de Astra y Repsol Argentina S.A. por parte de YPF, que tuvo efectos a partir del 1° de enero de 2001. Consecuentemente, los activos y pasivos de Astra y de Repsol Argentina S.A., se fusionaron con los de YPF a partir del 1° de enero de 2001 a su valor de libros. Al 31 de diciembre de 2000, los activos corrientes de Astra y de Repsol Argentina S.A. ascendían a 380, sus activos no corrientes a 4.183, sus pasivos corrientes a 1.973 y sus pasivos no corrientes a 364.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001:

- En enero de 2001, la Sociedad vendió, a valores de mercado, su 99,99% de participación en YPF Brasil S.A. a Repsol YPF, por aproximadamente U\$S 140 millones, registrando una ganancia neta de aproximadamente 37.
- En enero de 2001, YPF y su sociedad controlada YPF International Ltd. vendieron, a valores de mercado, sus inversiones en Ecuador a Repsol YPF Ecuador S.A. por un monto de U\$S 6 y U\$S 307 millones, respectivamente, registrando una pérdida neta de aproximadamente 2 y 2, respectivamente.
- La Sociedad, en febrero de 2001, vendió, por un valor de aproximadamente U\$S 66 millones, el 36% de su participación en Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. y A&C Pipeline Holding Company, registrando una ganancia neta de 13, y a través de YPF Chile S.A. el 36% de su participación en Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., registrando una ganancia neta de 28.
- En febrero de 2001, YPF estableció un acuerdo con Pecom Energía S.A. ("Pecom") por el cual adquirió un 20,25% de participación adicional en Andina a través de YPF International Ltd. y un 50% de participación en las áreas Manantiales Behr y Restinga Alí y vendió a Pecom su participación en las áreas Santa Cruz I (30%), Santa Cruz II (62,2%) y otros activos menores. Asimismo, YPF a través de YPF International Ltd. adquirió a Pluspetrol Resources un 9,5% adicional en Andina. El valor total de mercado de los activos netos objeto de las operaciones mencionadas ascendía a U\$S 435 millones. Como consecuencia de dicha transacción, la participación indirecta de YPF en Andina se incrementó a un 50%. La ganancia neta registrada por la operación mencionada anteriormente ascendió a 209.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003


 HOMERO BRAESSAS
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

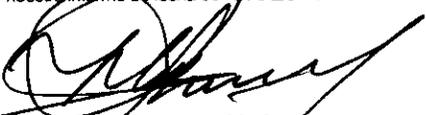
Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3


 RICARDO C. RUIZ
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

- En febrero de 2001, se firmó el Acuerdo Definitivo de Fusión entre YPF Gas S.A. y Repsol Gas S.A. Como consecuencia de dicho acuerdo, YPF Gas S.A. fue absorbida por Repsol Gas S.A., con fecha efectiva a partir del 1° de enero de 2001, correspondiéndole a YPF el 85% del capital accionario de Repsol Gas S.A. En diciembre de 2001, la Sociedad vendió su participación en Repsol Gas S.A. a Repsol Butano S.A. a valor de mercado por U\$S 118 millones, registrando una pérdida neta de 48.
- En marzo de 2001, Dow Investment Argentina S.A. e YPF acordaron la fusión de sus participaciones en Polisor S.A. y PBB S.A. A raíz de este acuerdo, efectivo a partir del 1° de abril de 2001, PBB S.A. fue absorbida por Polisor S.A. a su valor de libros cambiando su nombre por PBBPolisor S.A. Como consecuencia de la fusión, la participación accionaria de YPF en la nueva sociedad es del 28%.
- En abril de 2001, YPF vendió su participación en Electricidad Argentina S.A., sociedad controlante de Edenor S.A., a EDF International S.A., por un monto de U\$S 195 millones. La ganancia neta registrada por esta transacción ascendió a 273.
- En junio de 2001, YPF completó el segundo tramo de la venta de su participación del 21% en Inversora en Distribución de Entre Ríos S.A. a PSEG Américas Ltd., registrando una ganancia neta de 7.
- En junio de 2001, el Directorio aprobó la disolución de Enerfin S.A. y de Argentina Private Development Company Ltd. (Cayman Islands) y la transferencia de la participación de YPF en Apex Petroleum Inc. a YPF International Ltd.
- En julio de 2001, YPF International Ltd. vendió, a valores de mercado, su participación del 100% en Repsol YPF Venezuela S.A. a Repsol Exploración S.A., por un monto de U\$S 26 millones. Adicionalmente, en septiembre de 2001, YPF International Ltd. vendió, a valores de mercado, su participación del 100% en Maxus Venezuela (C.I.) Ltd. y Maxus Guarapiche Ltd. a Repsol Exploración Venezuela B.V. por un monto total de U\$S 47 millones. Como consecuencia de estas transacciones, YPF International Ltd. registró una pérdida de 205.
- En julio de 2001, la Sociedad vendió, a valores de mercado, su participación en Astra Producción Petrolera S.A. a Repsol Exploración Venezuela B.V. por U\$S 3 millones, registrando una ganancia neta de 35.
- En agosto de 2001, YPF International Ltd. vendió la participación que poseía en Bitech Petroleum Corporation a Lukoil Overseas Canada Ltd. por un monto de U\$S 11 millones, registrando una pérdida neta de 9.
- En agosto de 2001, YPF vendió su participación en YPF Sudamericana S.A. a Repsol YPF Bolivia S.A. a valor de libros.
- En noviembre de 2001, Argentina Private Development Company Ltd. transfirió su participación en Gas Argentino S.A. a YPF S.A. por un monto de U\$S 68 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

- En diciembre de 2001, YPF International Ltd. vendió, a valores de mercado, el 100% de su participación en YPF Holdings Inc. a YPF, por un monto de aproximadamente U\$S 191 millones.
- En diciembre de 2001, en relación con un acuerdo de intercambio de activos entre Repsol YPF y Petróleo Brasileiro S.A., YPF vendió sus inversiones en Eg3 S.A., Eg3 Asfaltos S.A. y Eg3 Red S.A. a Repsol YPF, a valores de mercado, por un monto de aproximadamente U\$S 559 millones, registrando una pérdida neta de 59.
- Al 31 de diciembre de 2001, YPF a través de YPF International Ltd., registró una pérdida de 550 para valorar su participación en YPF Blora Ltd., YPF Maxus Southeast Sumatra, YPF Java Baratlaut B.V., YPF Madura Barat B.V., YPF Poleng B.V. y PT IIAPCO Services, sociedades que poseen activos en Indonesia, a su valor estimado de realización.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002:

- YPF vendió participaciones en inversiones permanentes, registrando una ganancia consolidada neta de 687 al 31 de diciembre de 2002, incluyendo una ganancia neta de 573 en la línea "Resultado por la venta de inversiones no corrientes" y una ganancia neta de 114 en la línea "Resultados de inversiones no corrientes" del estado de resultados básico:
 - En enero de 2002, YPF International Ltd. vendió las inversiones en Indonesia mencionadas anteriormente por un monto total de aproximadamente U\$S 174 millones, registrando una ganancia de 114.
 - En marzo de 2002, el Directorio aprobó la transferencia de Repsol YPF Chile Ltda., bajo ciertas condiciones, y Repsol YPF Gas Chile Ltda., sociedades surgidas de la escisión de YPF Chile S.A., a Repsol YPF y a Repsol Butano S.A., respectivamente. Con fecha 28 de marzo de 2002, se transfirió Repsol YPF Gas Chile Ltda. a Repsol Butano S.A. por un monto de U\$S 45 millones, registrando una pérdida neta de 24. Con fecha 16 de diciembre de 2002, se transfirió Repsol YPF Chile Ltda. a Repsol YPF por un monto de U\$S 104 millones, registrando una pérdida neta de 4.
 - En julio de 2002, YPF vendió, a valores de mercado, su participación en Repsol YPF Santa Cruz S.A. (sociedad escindida de YPF International Ltd.) a Repsol YPF por U\$S 883 millones, registrando una ganancia de 601. Repsol YPF Santa Cruz S.A. posee las inversiones en Andina y Maxus Bolivia Inc.

La Dirección de la Sociedad estima que por las transacciones descritas precedentemente, no se generarán efectos adversos significativos en el resultado de sus operaciones adicionales a los mencionados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 14 - Fº 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003
DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

13. EFECTOS DE LA DEVALUACION DEL PESO ARGENTINO Y DE OTRAS MODIFICACIONES A LA NORMATIVA ECONOMICA

De acuerdo con lo mencionado en la Nota 1, el 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. En síntesis, la nueva normativa y sus disposiciones complementarias establecen el abandono de la convertibilidad del peso, un tipo de cambio oficial y otro de mercado libre de cambio. La paridad del mercado oficial fue establecida en 1,40 pesos por dólar estadounidense y la cotización del mercado libre al cierre del primer día de reapertura del mercado cambiario (11 de enero de 2002), que había estado suspendido desde el 23 de diciembre de 2001, osciló entre 1,60 y 1,70 pesos por cada dólar estadounidense, tipo vendedor.

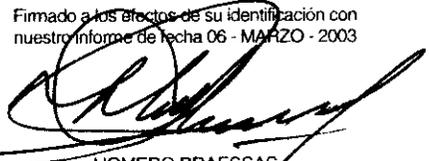
Posteriormente, se emitieron diversas normas que introdujeron modificaciones adicionales a la nueva normativa vigente, cuyos aspectos principales a la fecha de aprobación de estos estados contables, se resumen a continuación:

- a. La unificación del mercado de cambios en un mercado libre por el que se negociarán las operaciones de comercio exterior. Al 31 de diciembre de 2002, la cotización de un dólar estadounidense, cerró a 3,37 pesos por cada dólar estadounidense, tipo vendedor.

Asimismo, se requerirá hasta el 8 de agosto de 2003, autorización previa del Banco Central de la República Argentina ("BCRA") para efectuar transferencias de divisas al exterior en concepto de pago de ciertas deudas financieras y sus intereses y otros similares.

Los cobros de exportaciones de servicios y bienes correspondientes a embarques cuyo valor sea superior a U\$S 1 millón, excepto para los casos descriptos más adelante, deberán ser liquidados en el mercado único y libre de cambios, en los plazos establecidos por la Secretaría de Industria y Comercio. Asimismo, los pagos al exterior de obligaciones financieras por capital, deberán contar, en los casos que corresponda, con la conformidad del BCRA, quedando exceptuados de dicho requerimiento, entre otros, ciertos contratos de prefinanciación, financiación y cobros anticipados de exportaciones y ciertas financiaciones por contratos cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos proveniente de exportaciones, para los cuales se admitirá la aplicación directa del cobro de exportaciones a la cancelación de los mismos, requiriéndose, en ciertos casos, conformidad del BCRA.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 14 - Fº 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

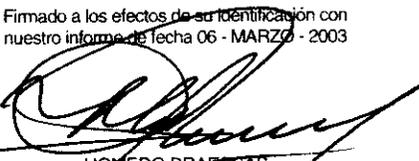


RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

Adicionalmente, el Decreto N° 1.589/89 del Poder Ejecutivo Nacional establece que los productores con libre disponibilidad de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados en los términos de la Ley N° 17.319 y decretos complementarios, y los productores que así lo convengan en el futuro, tendrán la libre disponibilidad del porcentaje de divisas proveniente de las exportaciones de petróleo crudo, derivados del petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones, o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos, el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder al 70% de cada operación. Con fecha 27 de diciembre de 2002, el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto N° 2.703/02, ratificó, a partir de dicha fecha, el límite del 70% como porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas para las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados. Adicionalmente, debido a que, durante el año 2002, diversos organismos de asesoramiento oficial han dictaminado que el derecho a que goza la industria hidrocarburífera en lo que respecta a la libre disponibilidad de divisas provenientes de la exportación de hidrocarburos y derivados, consagrado en el artículo 5 del Decreto N° 1.589/89, habría sido implícitamente derogado por el nuevo régimen cambiario establecido por el Decreto N° 1.606/01, la Sociedad obtuvo una medida cautelar por la cual se ordena al Poder Ejecutivo Nacional, al Ministerio de Economía y al Banco Central de la República Argentina abstenerse de dictar cualquier acto que afecte la libre disponibilidad de divisas de la que goza YPF en función del mencionado Decreto N° 1.589/89. Publicado el Decreto N° 2.703/02, YPF ha ampliado su demanda de aclaración para que sea resuelta cualquier duda que dicho precepto pudiera plantear.

- b. La pesificación de los depósitos en dólares mantenidos en instituciones financieras del país al tipo de cambio de 1,40 pesos por cada dólar estadounidense y de todas las obligaciones financieras expresadas en dicha moneda, contraídas al 6 de enero de 2002 en el país, al tipo de cambio de 1 peso por cada dólar estadounidense. Los depósitos y ciertas deudas convertidos a pesos se actualizarán posteriormente por un "coeficiente de estabilización de referencia" ("CER") publicado por el BCRA, que se aplicó a partir del 3 de febrero de 2002, fecha de dictado del Decreto N° 214/2002, más una tasa de interés mínima para los depósitos y máxima para las obligaciones con el sistema financiero, establecidas por el BCRA.
- c. La pesificación de todos los contratos privados celebrados al 6 de enero de 2002 a un tipo de cambio de 1 peso por cada dólar y su posterior actualización por el CER, en los términos indicados en el inciso b. Si por la aplicación de esta disposición el valor resultante del bien o prestación fuere superior o inferior al del momento del pago, cualquiera de las partes podrá solicitar un reajuste equitativo del precio.
- d. La pesificación de las tarifas de los servicios públicos anteriormente pactadas en dólares y su posterior renegociación caso por caso.
- e. La restricción a la libre disponibilidad de fondos depositados en las instituciones financieras y la suspensión por dos años de la ley de intangibilidad de los depósitos.
- f. La creación de un régimen de retenciones a la exportación de hidrocarburos por cinco años, estableciéndose las alícuotas en un 5% para ciertos productos refinados, gas licuado de petróleo y gasolina natural y en un 20% para el petróleo crudo. El Poder Ejecutivo Nacional está facultado para establecer las alícuotas correspondientes.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 14 - Fº 111

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159

- g. La suspensión de la aplicación del inciso 5 del Art. N° 94 y del Art. N° 206 de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales, referidos a la disolución por pérdida del capital social o su reducción obligatoria, respectivamente, hasta el 10 de diciembre de 2003.

Según lo establece la citada Ley de Emergencia, la pérdida resultante de la aplicación del tipo de cambio oficial al 6 de enero de 2002 sobre la posición neta de activos y pasivos en moneda extranjera a dicha fecha, será deducible en el impuesto a las ganancias a razón de un 20% anual durante los 5 ejercicios cerrados con posterioridad a la fecha de vigencia de la ley. Al 31 de diciembre de 2002, el monto no deducido a la tasa vigente asciende a aproximadamente 199.

Los presentes estados contables contemplan todos los efectos significativos derivados de las nuevas políticas económicas y cambiarias conocidas a la fecha de emisión de los mismos. Todas las estimaciones efectuadas por la Dirección de la Sociedad han sido efectuadas considerando dichas políticas. Los efectos de las medidas adicionales que sean implementadas por el Gobierno y de la instrumentación de aquellas adoptadas anteriormente, serán reconocidos en el momento en que la Dirección de la Sociedad tome conocimiento de las mismas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003



HOMERO BRAESSAS
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 06 - MARZO - 2003

DELOITTE & Co. S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3



RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

14. EXPOSICIONES SOBRE PETROLEO Y GAS (INFORMACION NO CUBIERTA POR EL INFORME DEL AUDITOR NI POR EL INFORME DE LA COMISION FISCALIZADORA)

La información que sigue se presenta de acuerdo con el Statement of Financial Accounting Standards N° 69 "Exposiciones sobre las actividades de producción de petróleo y gas" para YPF y sociedades controladas.

Costos Activados

A continuación se exponen los costos activados, junto con las correspondientes depreciaciones acumuladas y provisiones al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000:

	2002			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica	Indonesia y Otros	
Propiedades de petróleo y gas probadas				
Pozos, equipos e instalaciones	36.812	-	55	36.867
Equipos e instalaciones auxiliares	734	-	3	737
Perforaciones, equipos e instalaciones	981	-	14	995
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	-	39	39
Total costos activados	38.527	-	111	38.638
Depreciación acumulada y provisiones que reducen valores de activos	(25.018)	-	(20)	(25.038)
Costos netos activados	13.509	-	91	13.600
Costos netos activados de sociedades vinculadas	134	-	-	134
	2001			
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Indonesia y Otros	Consolidado
Propiedades de petróleo y gas probadas				
Pozos, equipos e instalaciones	34.920	434	2.531	37.885
Equipos e instalaciones auxiliares	814	4	41	859
Perforaciones, equipos e instalaciones	742	28	168	938
Propiedades de petróleo y gas no probadas	96	-	28	124
Total costos activados	36.572	466	2.768	39.806
Depreciación acumulada y provisiones que reducen valores de activos	(23.567)	(135)	(1.329)	(25.031)
Costos netos activados	13.005	331 ⁽⁵⁾	1.439 ⁽⁵⁾	14.775
Costos netos activados de sociedades vinculadas	113	1.191 ⁽⁵⁾	-	1.304

	2000			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Indonesia y Otros	
Propiedades de petróleo y gas probadas				
Pozos, equipos e instalaciones	30.752 ⁽⁴⁾	1.643	2.461	34.856
Equipos e instalaciones auxiliares	631	33	46	710
Perforaciones, equipos e instalaciones	655	223	159	1.037
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	452	644	1.096
Total costos activados	32.038	2.351	3.310	37.699
Depreciación acumulada y provisiones que reducen valores de activos	(21.018)	(434)	(1.801) ⁽³⁾	(23.253)
Costos netos activados	11.020	1.917	1.509	14.446
Costos netos activados de sociedades vinculadas	-	199	-	199

(1) Incluye costos activados en Bolivia.

(2) Incluye costos activados en Bolivia, Ecuador, Brasil y Venezuela.

(3) Incluye 807 correspondientes a la previsión para desvalorización (Nota 12).

(4) Incluye 655 correspondientes a la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa (Nota 10.b).

(5) Corresponde principalmente a costos activados en propiedades que fueron vendidas durante el ejercicio 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000 en las actividades de producción de petróleo y gas son los siguientes:

	2002			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Indonesia y Otros	
Adquisición de reservas				
No probadas	-	-	4	4
Costos de exploración	146	5	72	223
Costos de desarrollo	2.025	24	3	2.052
Total de costos incurridos	2.171	29	79	2.279
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	27	78	-	105

	2001			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Indonesia y Otros	
Adquisición de reservas				
Probadas	1.920 ⁽³⁾	-	-	1.920
No probadas	96 ⁽⁴⁾	-	2	98
Costos de exploración	179	17	35	231
Costos de desarrollo	1.693	122	188	2.003
Total de costos incurridos	3.888	139 ⁽⁵⁾	225 ⁽⁵⁾	4.252
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	11	969 ⁽⁵⁾	-	980

	2000			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽¹⁾	Indonesia y Otros	
Adquisición de reservas				
Probadas	655 ⁽²⁾	72	-	727
No probadas	-	98	2	100
Costos de exploración	216	94	39	349
Costos de desarrollo	1.285	113	201	1.599
Total de costos incurridos	2.156	377	242	2.775
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	-	35	-	35

(1) Incluye costos incurridos en Bolivia al 31 de diciembre de 2002 hasta el momento en que YPF International S.A. vendió sus inversiones en dicho país (Nota 12), costos incurridos en Bolivia y en Venezuela al 31 de diciembre de 2001 hasta el momento en que YPF International Ltd. vendió sus inversiones en dicho país (Nota 12) y los costos incurridos en Bolivia, Ecuador, Brasil y Venezuela al 31 de diciembre de 2000.

(2) Corresponde a la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa (Nota 10.b).

(3) Incluye 1.826 correspondientes a la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(4) Corresponden a la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(5) Corresponde principalmente a costos incurridos relacionados con las propiedades vendidas durante el ejercicio 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Resultado de las operaciones de explotación de petróleo y gas

La tabla que se incluye a continuación resume sólo los ingresos y gastos asociados directamente con las actividades de explotación de petróleo y gas. Este cuadro no incluye ninguna apropiación de costos financieros ni gastos de estructura y, por lo tanto, no es necesariamente un indicativo de la contribución de las operaciones de explotación de petróleo y gas a los resultados netos.

Las diferencias entre las cifras de esta tabla y las expuestas en la Nota 8 a los estados contables "Información sobre Segmentos de Negocio" correspondientes a Exploración y Producción, se refieren a operaciones adicionales de dicho segmento, no relacionadas con la producción de reservas propias y, a la incorporación de las operaciones de Exploración y Producción correspondientes a las sociedades controladas de la Sociedad en las cifras de esta tabla.

2002

	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Indonesia y Otros	Consolidado
Ventas netas a terceros	898 ⁽¹⁾	83	17	998
Ventas netas intersegmentos	10.855 ⁽¹⁾	10	-	10.865
Total ventas netas	11.753	93	17	11.863
Costos de producción	(3.067)	(50)	(6)	(3.123)
Gastos de exploración	(143)	(4)	(93)	(240)
Depreciaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(1.571)	(23)	(9)	(1.603)
Otros	-	1	(3)	(2)
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	6.972	17	(94)	6.895
Impuesto a las ganancias	(2.440)	(4)	28	(2.416)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	4.532	13	(66)	4.479
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	50	22	-	72

2001

	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Indonesia y Otros	Consolidado
Ventas netas a terceros	4.019 ⁽¹⁾	203	893	5.115
Ventas netas intersegmentos	4.659 ⁽¹⁾	17	-	4.676
Total ventas netas	8.678	220	893	9.791
Costos de producción	(2.603)	(105)	(384)	(3.092)
Gastos de exploración	(164)	(20)	(36)	(220)
Depreciaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(1.490)	(59)	(253)	(1.802)
Otros	-	20	(11)	9
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	4.421	56	209	4.686
Impuesto a las ganancias	(1.547)	(17)	(85)	(1.649)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	2.874	39 ⁽⁴⁾	124 ⁽⁴⁾	3.037
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	41	63 ⁽⁴⁾	-	104

	2000			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Indonesia y Otros	
Ventas netas a terceros	4.153 ⁽¹⁾	467	971	5.591
Ventas netas intersegmentos	5.715 ⁽¹⁾	-	-	5.715
Total ventas netas	9.868	467	971	11.306
Costos de producción	(2.638)	(164)	(344)	(3.146)
Gastos de exploración	(157)	(122)	(35)	(314)
Depreciaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(1.239)	(122)	(607) ⁽³⁾	(1.968)
Otros	-	(39)	15	(24)
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	5.834	20	-	5.854
Impuesto a las ganancias	(2.042)	(20)	(2)	(2.064)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	3.792	-	(2)	3.790
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	-	20	-	20

(1) Tal como se menciona en Nota 8, a partir del 1° de enero de 2002, las ventas de crudo son llevadas a cabo por el segmento Refino y Marketing. Si esta nueva política de comercialización hubiera sido aplicada retroactivamente, las ventas netas a terceros y las ventas netas intersegmentos en Argentina hubieran sido aproximadamente 1.749 y 6.929, y 1.473 y 8.395, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2001 y 2000, respectivamente.

(2) Incluye los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en Bolivia, al 31 de diciembre de 2002 hasta el momento en que YPF International S.A. vendió sus inversiones en dicho país (Nota 12), los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en Bolivia y en Venezuela, al 31 de diciembre de 2001 hasta el momento en que YPF International Ltd. vendió sus inversiones en dicho país (Nota 12) y los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas en Bolivia, Ecuador, Brasil y Venezuela al 31 de diciembre de 2000.

(3) Incluye 426 correspondientes a la previsión para desvalorización (Nota 12).

(4) Corresponde principalmente a resultados de operaciones relacionadas con las propiedades vendidas durante el ejercicio 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Reservas de petróleo y gas

Las reservas probadas representan cantidades estimadas de petróleo crudo incluyendo condensado, líquidos de gas natural, y de gas natural para las cuales la información geológica y de ingeniería disponible demuestra con certeza razonable que van a poder ser extraídas en el futuro de yacimientos conocidos, teniendo en cuenta las condiciones económicas y operativas existentes. Las reservas probadas y desarrolladas son reservas probadas con razonables expectativas de ser extraídas mediante los pozos existentes, con el equipo existente y los métodos operativos actuales.

Las estimaciones de reservas fueron preparadas usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria del petróleo y de acuerdo con las regulaciones de la SEC. La elección del método o combinación de métodos empleados en el análisis de cada yacimiento fue efectuada en base a la experiencia en el área, el grado de desarrollo, calidad y confiabilidad de la información fuente, y la historia de producción. Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de las reservas

probadas y a la estimación de perfiles de producción futura y la oportunidad de los costos de desarrollo, incluyendo muchos factores que escapan al control del productor. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo crudo y gas natural bajo la tierra, que no pueden ser medidas de una manera exacta, y la exactitud de cualquier estimación de reservas está en función de la calidad de la información disponible y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Como resultado de ello, las estimaciones de diferentes ingenieros a menudo varían. Adicionalmente, los resultados de perforaciones, verificaciones y producción posterior a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de esta última. Por lo tanto, las estimaciones de reservas son a menudo diferentes de las cantidades de petróleo crudo y gas natural que finalmente se recuperan. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de la precisión de los supuestos sobre los cuales se basan. Las reservas estimadas estuvieron sujetas a evaluación económica para determinar sus límites económicos. Las reservas en Argentina, se muestran antes del pago de cualquier tipo de regalías correspondientes a las mismas. Consecuentemente, las regalías en Argentina han sido tomadas en cuenta en las evaluaciones económicas como parte de los costos operativos. Las estimaciones pueden variar como resultado de numerosos factores que incluyen, pero no se limitan a, la actividad adicional de desarrollo, la historia evolutiva de la producción de los pozos, y una continua redefinición de la viabilidad de la producción bajo condiciones económicas cambiantes.

El siguiente cuadro refleja las reservas estimadas de petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural y gas natural al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000 y los cambios correspondientes:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural			
	(millones de barriles)			
	2002			
	Argentina	Resto de Sudamérica	Indonesia y Otros	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas				
Saldos al inicio del ejercicio	1.467	20	178	1.665
Revisiones de estimaciones anteriores	11	-	-	11
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	63	-	-	63
Ventas de reservas <i>in situ</i> (Nota 12)	-	(20)	(172)	(192)
Producción del ejercicio	(160)	-	-	(160)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>1.381⁽¹⁾</u>	<u>-</u>	<u>6</u>	<u>1.387</u>
Reservas probadas y desarrolladas				
Comienzo del ejercicio	1.183	10	150	1.343
Cierre del ejercicio	<u>1.135⁽²⁾</u>	<u>-</u>	<u>1</u>	<u>1.136</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas				
	19	-	-	19

**Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural
(millones de barriles)**

	2001			
	Argentina	Resto de Sudamérica	Indonesia y Otros	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas				
Saldos al inicio del ejercicio	1.368	162	132	1.662
Revisiones de estimaciones anteriores	(7)	2	61	56
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	89	5	2	96
Compras de reservas <i>in situ</i>	195 ⁽⁴⁾	-	-	195
Ventas de reservas <i>in situ</i> (Nota 12)	(18)	(144)	-	(162)
Producción del ejercicio	(160)	(5)	(17)	(182)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>1.467⁽¹⁾</u>	<u>20</u>	<u>178</u>	<u>1.665</u>
Reservas probadas y desarrolladas				
Comienzo del ejercicio	1.088	69	104	1.261
Cierre del ejercicio	1.183 ⁽²⁾⁽⁵⁾	10	150	1.343
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	21	60	-	81

**Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural
(millones de barriles)**

	2000			
	Argentina	Resto de Sudamérica	Indonesia y Otros	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas				
Saldos al inicio del ejercicio	1.151	178 ⁽³⁾	120	1.449
Revisiones de estimaciones anteriores	242	(44)	24	222
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	126	13	5	144
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	24	-	24
Ventas de reservas <i>in situ</i> (Nota 12)	(11)	-	(2)	(13)
Producción del ejercicio	(140)	(9)	(15)	(164)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>1.368⁽¹⁾</u>	<u>162</u>	<u>132</u>	<u>1.662</u>
Reservas probadas y desarrolladas				
Comienzo del ejercicio	964	60	95	1.119
Cierre del ejercicio	1.088 ⁽²⁾	69	104	1.261
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	-	33	-	33

(1) Incluye líquidos de gas natural por 368, 316 y 341 al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente.

(2) Incluye líquidos de gas natural por 274, 237 y 255 al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente.

(3) Incluye reservas en Ecuador, Bolivia y Venezuela.

(4) Incluye 14 relacionados con compras de reservas y 181 incorporados como consecuencia de la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(5) Incluye 143 relacionados con la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Gas natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	2002			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica	Indonesia y Otros	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas				
Saldos al inicio del ejercicio	9.569	188	422	10.179
Revisiones de estimaciones anteriores	(125)	-	5	(120)
Extensiones y descubrimientos	15	-	-	15
Ventas de reservas <i>in situ</i> (Nota 12)	-	(188)	(370)	(558)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(540)	-	(2)	(542)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>8.919</u>	<u>-</u>	<u>55</u>	<u>8.974</u>
Reservas probadas y desarrolladas				
Comienzo del ejercicio	7.340	45	127	7.512
Cierre del ejercicio	6.793	-	8	6.801
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas				
	513	-	-	513

Gas natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	2001			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica	Indonesia y Otros	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas				
Saldos al inicio del ejercicio	9.381	257	450	10.088
Revisiones de estimaciones anteriores	15	564	(9)	570
Extensiones y descubrimientos	384	163	4	551
Compras de reservas <i>in situ</i>	693 ⁽³⁾	-	-	693
Ventas de reservas <i>in situ</i> (Nota 12)	(372)	(792)	-	(1.164)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(532)	(4)	(23)	(559)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>9.569</u>	<u>188</u>	<u>422</u>	<u>10.179</u>
Reservas probadas y desarrolladas				
Comienzo del ejercicio	7.072	40	155	7.267
Cierre del ejercicio	7.340 ⁽⁴⁾	45	127	7.512
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas				
	554	2.618	-	3.172

Gas natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	2000			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica	Indonesia y Otros	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas				
Saldos al inicio del ejercicio	9.705	767 ⁽²⁾	678	11.150
Revisiones de estimaciones anteriores	(105)	(840)	(120)	(1.065)
Extensiones y descubrimientos	369	336	144	849
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	1	-	1
Ventas de reservas <i>in situ</i> (Nota 12)	-	-	(228)	(228)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(588)	(7)	(24)	(619)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>9.381</u>	<u>257</u>	<u>450</u>	<u>10.088</u>
Reservas probadas y desarrolladas				
Comienzo del ejercicio	8.180	65	489	8.734
Cierre del ejercicio	7.072	40	155	7.267
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas				
	-	1.163	-	1.163

(1) Excluye las cantidades venteadas.

(2) Incluye reservas en Bolivia.

(3) Incluye 5 relacionados con la compra de reservas y 688 incorporados como consecuencia de la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

(4) Incluye 467 relacionados con la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Método de medición estándar de los flujos de fondos netos descontados

La medición estándar ha sido calculada como el excedente de los ingresos de fondos futuros de las reservas probadas menos los costos futuros de explotación y desarrollo de las reservas, impuesto a las ganancias y un factor de descuento. Los ingresos de fondos futuros representan las ventas futuras, asumiendo precios equivalentes a los de fines de cada ejercicio. Adicionalmente, los precios equivalentes a los de fines de cada ejercicio fueron ajustados en aquellos casos en los cuales existen contratos a precios especificados.

Los costos futuros de producción incluyen los gastos estimados relativos a la producción de las reservas probadas más cualquier impuesto a la producción sin consideración de inflación futura. Los costos futuros de desarrollo incluyen los costos estimados de perforación de pozos de desarrollo y de instalaciones de explotación, más los costos netos asociados con el taponamiento y abandono de pozos, asumiendo que los costos a fin de año continuarán sin consideración de inflación futura. El impuesto a las ganancias se determina aplicando la tasa del impuesto a los ingresos netos futuros menos los costos futuros de producción y la depreciación impositiva de los bienes de uso involucrados. El valor presente se ha determinado aplicando a los flujos de fondos futuros netos una tasa de descuento del 10% anual.

Los ingresos y erogaciones futuras de fondos en dólares han sido valuados al tipo de cambio vendedor de 3,37, 1,7 y 1 pesos argentinos por dólar estadounidense, al 31 de diciembre de 2002, 2001, 2000, respectivamente.

El método de medición estándar no pretende ser una estimación del valor corriente de las reservas probadas de la Sociedad. Una estimación del valor corriente tiene en consideración, entre otras cosas, la recuperación de reservas esperadas en exceso de las reservas probadas, cambios futuros anticipados en los precios y costos, un factor de descuento representativo del valor del dinero en el tiempo y los riesgos inherentes a la producción de petróleo y gas.

La información que se expone a continuación ha sido determinada asumiendo que las condiciones económicas y operativas prevaecientes al cierre de cada ejercicio continuarán vigentes a través de los períodos durante los cuales se extraerán las reservas probadas. Ni el efecto de variación en los precios futuros, ni los cambios futuros esperados en la tecnología y prácticas operativas han sido considerados.

	2002			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica	Indonesia y Otros	
Ingresos futuros de fondos	133.419	-	1.562	134.981
Costos futuros de producción	(29.269)	-	(707)	(29.976)
Costos futuros de desarrollo	(4.637)	-	(221)	(4.858)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	99.513	-	634	100.147
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(41.814)	-	(307)	(42.121)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% ⁽¹⁾	(19.275)	-	(118)	(19.393)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	38.424	-	209	38.633
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	727	-	-	727

	2001			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽²⁾	Indonesia y Otros	
Ingresos futuros de fondos	110.670	2.077	14.947	127.694
Costos futuros de producción	(31.259)	(696)	(8.804)	(40.759)
Costos futuros de desarrollo	(6.675)	(343)	(1.167)	(8.185)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	72.736	1.038	4.976	78.750
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(31.516)	(685)	(1.982)	(34.183)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% ⁽¹⁾	(12.610)	(107)	(1.222)	(13.939)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	28.610	246	1.772 ⁽⁴⁾	30.628
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	746	2.132	-	2.878

	2000			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica ⁽³⁾	Indonesia y Otros	
Ingresos futuros de fondos	85.842	6.756	9.023	101.621
Costos futuros de producción	(21.838)	(2.887)	(3.637)	(28.362)
Costos futuros de desarrollo	(4.558)	(844)	(692)	(6.094)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	59.446	3.025	4.694	67.165
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(26.637)	(1.418)	(1.892)	(29.947)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% ⁽¹⁾	(9.876)	(504)	(1.225)	(11.605)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	22.933	1.103	1.577	25.613
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	-	799	-	799

(1) El Impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 30.760 (30.537 en Argentina y 223 en Indonesia y Otros), 19.589 (17.306 en Argentina, 262 en Resto de Sudamérica y 2.021 en Indonesia y Otros) y 20.322 (17.306 en Argentina, 982 en Resto de Sudamérica y 2.034 en Indonesia y Otros) al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente.

(2) Incluye Bolivia.

(3) Incluye Ecuador, Bolivia y Venezuela.

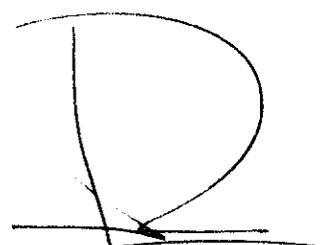
(4) Incluye 1.608 relacionados con las propiedades vendidas en enero de 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.

Cambios en la medición estándar de flujos futuros de fondos netos descontados

La tabla siguiente refleja los cambios en la medición estándar de los flujos netos de fondos futuros descontados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000:

	2002	2001	2000
Saldos al inicio del ejercicio	30.628	25.613	28.188
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(8.740)	(6.699)	(8.160)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción	18.033	4.327	2.477
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria netas de costos futuros de producción y desarrollo	2.295	2.143	3.827
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo	(239)	(1.569)	(1.519)
Costos de desarrollo incurridos durante el ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	2.052	2.003	1.599
Revisiones de estimaciones de volúmenes	(164)	738	148
Efecto financiero	4.457	3.722	4.054
Cambio neto de impuesto a las ganancias	(5.454)	(2.334)	759
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	2.817 ⁽¹⁾	257
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(1.722)	(1.719)	(666)
Cambio en el perfil de producción y otros	(2.513)	1.586	(5.351)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>38.633</u>	<u>30.628</u>	<u>25.613</u>

(1) Incluye 334 relacionados con la compra de reservas y 2.483 incorporados como consecuencia de la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 12.



JOSE MARIA RANERO DIAZ
Director