

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

### NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

#### POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2003, 2002 Y 2001

(cifras expresadas en millones de pesos excepto donde se indica en forma expresa - Nota 1.a)

### 1. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS CONTABLES Y MODIFICACION DE LA INFORMACION DE EJERCICIOS ANTERIORES

#### a) 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 Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, considerando las normas de la CNV. 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.

#### *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. y considerando lo establecido por la Resolución General N° 441 de la CNV.

La Resolución General N° 441, aprobada por la CNV en abril de 2003, establece la discontinuación de la reexpresión de los estados contables en moneda constante a partir del 1 de marzo de 2003. Dicha discontinuación también fue aprobada por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("C.P.C.E.C.A.B.A.") mediante las resoluciones M.D. N° 41/2003 y C.D. N° 190/2003, discontinuando la reexpresión en moneda constante a partir del 1 de octubre de 2003. Los efectos de no haber aplicado el método de reexpresión en moneda constante requerido por el C.P.C.E.C.A.B.A. entre el 1 de marzo y el 30 de septiembre de 2003 no son significativos.

Los estados contables que se presentan con propósitos comparativos fueron reexpresados a moneda de 28 de febrero de 2003 para reconocer las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda a esa fecha.

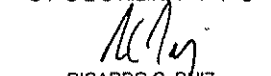
Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



HOMERO BRAESSAT  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
CPCECABA T° 14 - F° 111

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

DELOITTE & Co. S.R.L.  
CPCECABA T° 1 - F° 3



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

### *Efectivo*

Para la preparación de los estados de flujo de efectivo 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.

### *Instrumentos financieros derivados*

YPF no establece usualmente protecciones para cubrir los efectos de la variación de precios de mercado, sin embargo, ha acordado ciertos contratos de cobertura sobre compromisos futuros de entrega de crudo que se detallan en la Nota 2.j.

### *Criterio de reconocimiento de ingresos*

Los ingresos por ventas de petróleo crudo, productos destilados y gas natural se reconocen al momento en que la propiedad y los riesgos son transferidos 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 y la generación de energía eléctrica 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 Nº 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 Nº 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.

### *Valor corriente de los instrumentos financieros y concentración del riesgo crediticio*


El valor registrado de caja y bancos, inversiones corrientes y créditos por ventas se aproxima a su valor corriente debido al corto plazo del vencimiento de estos instrumentos. Asimismo, el valor corriente de los préstamos otorgados y recibidos, estimado considerando precios de mercado o tasas de interés ofrecidas a la Sociedad al cierre del ejercicio en relación con inversiones o deudas financieras de iguales términos, se aproxima a su valor registrado.

Los instrumentos financieros de la Sociedad que potencialmente están sujetos al riesgo de concentración crediticio consisten principalmente en los saldos de caja y bancos, inversiones corrientes, créditos por ventas y otros créditos otorgados. La Sociedad invierte sus excesos de caja en inversiones de alta liquidez en instituciones financieras en Argentina y en el exterior con alta calificación crediticia y otorgando créditos a sociedades relacionadas en el exterior. En el curso normal de sus negocios y sobre la base de análisis crediticios realizados en forma continua, la Sociedad otorga crédito a sus clientes y a ciertas compañías relacionadas. Asimismo, realiza el cargo a resultados por créditos de cobro dudoso sobre la base de tendencias históricas e información específica de sus clientes. Dado que la cartera de deudores por ventas de la Sociedad se encuentra atomizada, la concentración del riesgo crediticio es limitada.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

  
HOMERO BRAESSAG  
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 04 - MARZO - 2004

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, 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.

#### *Uso de estimaciones*

La preparación de los estados contables de conformidad con las normas contables vigentes requiere que la Dirección de la Sociedad efectúe estimaciones que afectan la determinación de los activos, pasivos, ingresos y egresos y la exposición de contingencias. Los resultados futuros pueden diferir de las estimaciones efectuadas por la Dirección de la Sociedad.

#### *Resultados por acción*

Los resultados por acción han sido calculados en base a las 393.312.793 acciones de la Sociedad en circulación y la utilidad neta por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001.

#### **b) Modificación de la información de ejercicios anteriores**

A partir del 1 de enero de 2003, la Sociedad aplicó las disposiciones de los nuevos principios contables (Resoluciones Técnicas Nº 16 a 20 de la F.A.C.P.C.E. según fueron adoptados por el C.P.C.E.C.A.B.A.), que introdujeron modificaciones a las anteriormente vigentes en cuanto a ciertos criterios de valuación de activos y pasivos y nuevos requerimientos de exposición a los fines de la preparación de los estados contables. La aplicación de las disposiciones de los nuevos principios contables ha originado la adecuación de los saldos al comienzo del ejercicio y el consiguiente ajuste a los resultados no asignados al inicio del mismo. Asimismo, los estados contables que se presentan con propósitos comparativos han sido modificados para dar efecto retroactivo a la aplicación de dichas disposiciones. La modificación de la información comparativa no implica cambios en las decisiones tomadas en base a ella.

Dichas normas han sido adoptadas por la CNV mediante la Resolución General Nº 434, con ciertas modificaciones que no afectan significativamente a la Sociedad.

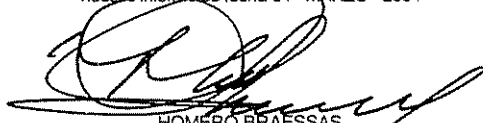
Los principales cambios originados por los nuevos principios contables con efecto en los estados contables de la Sociedad son los siguientes:

#### *Principales cambios en los criterios de valuación*

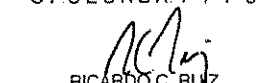
##### — Impuesto diferido:

La determinación del impuesto a las ganancias es por el método del impuesto diferido, el cual considera el efecto de las diferencias temporarias originadas en la distinta base de medición de activos y pasivos según criterios contables e impositivos y de los quebrantos impositivos existentes y créditos fiscales no utilizados susceptibles de deducción de ganancias impositivas futuras, computados considerando la tasa impositiva vigente.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

  
HOMERO BRAESSAS  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 11 - Fº 111

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004  
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

– Erogaciones por reparaciones y mantenimiento:

Las erogaciones por reparaciones y mantenimientos o reacondicionamientos mayores deben imputarse al resultado del ejercicio en que se realizan, excepto aquellas atribuibles al reemplazo de un componente del activo que podrá capitalizarse en la medida en que la depreciación del componente sea calculada en función de la vida útil del mismo, que el componente reemplazado esté totalmente amortizado y sea probable que genere beneficios económicos futuros.

– Provisión de costos de licencia por vacaciones:

Las compensaciones que se pagan a los empleados en concepto de licencia por vacaciones, que se devengan a medida que los empleados prestan su servicio, deben provisionarse durante el período de dicha prestación.

– Instrumentos financieros derivados:

Los instrumentos derivados de cobertura efectiva de riesgos de flujo de efectivo se valúan a su valor corriente y sus variaciones se registran en la cuenta "Diferencias transitorias de medición de instrumentos derivados" del balance general y son imputados a resultados a medida que las transacciones relacionadas son reconocidas.

Los instrumentos derivados de cobertura de riesgos a los cambios en el valor corriente del ítem protegido, se valúan a valor corriente y se cargan a resultados junto con las variaciones en el valor corriente del ítem protegido, por causa del riesgo objeto de la cobertura. En la medida en que la cobertura sea eficaz, estos últimos instrumentos derivados no tienen impacto neto en el resultado del ejercicio.

– Participación en sociedades en el exterior:

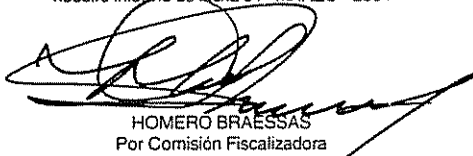
Las diferencias de cambio generadas por la conversión de estados contables en moneda extranjera a partir del 1 de enero de 2003, se imputan a una cuenta adicional entre el pasivo y el patrimonio neto, denominada "Diferencias transitorias de conversión", que se mantendrá hasta que se produzca la venta de la inversión neta o el reembolso total o parcial del capital.

*Principales cambios en los criterios de exposición*

– Obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos:

Los costos futuros estimados por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos según los lineamientos establecidos por la Resolución Nº 5/96 de la Secretaria de Energía, se registran a su valor actual en la línea "Cuentas por pagar" del balance general, con contrapartida en bienes de uso junto con los bienes que le dieron origen y se deprecian utilizando el método de unidades de producción. Hasta el 31 de diciembre de 2002, la Sociedad consideraba dichos costos en el cálculo de la depreciación acumulada de bienes de uso. El efecto de este cambio de criterio en los resultados no asignados al inicio del ejercicio no ha sido significativo.

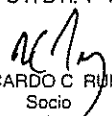
Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

- Consolidación proporcional de estados contables:

Los estados contables consolidados de la Sociedad incluyen la consolidación proporcional de los estados contables de las sociedades sobre las que YPF ejerce control conjunto.

La adopción de los nuevos criterios de valuación antes detallados, ha dado lugar a la siguiente modificación de la información de ejercicios anteriores:

	Resultados no asignados		
	Ganancia (Pérdida)		
	31 de diciembre de 2002	31 de diciembre de 2001	31 de diciembre de 2000
<b>Cambios en los criterios de valuación:</b>			
Impuesto diferido	417	180	53
Erogaciones por reparaciones y mantenimiento	48	62	64
Provisión de costos de licencia por vacaciones	(15)	(26)	(19)
Efecto en sociedades relacionadas	12	-	-
<b>Total</b>	<b>462</b>	<b>216</b>	<b>98</b>

## 2. CRITERIOS DE VALUACION

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


### a) Caja y bancos:

- En moneda nacional: a su valor nominal
- En moneda extranjera: se convirtieron a los tipos de cambio vigentes al cierre de cada ejercicio para la liquidación de estas operaciones. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo G.

### b) Inversiones corrientes, créditos por ventas, otros créditos y deudas:

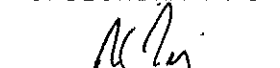
- En moneda nacional: a su valor nominal incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio según las cláusulas específicas de cada operación. Los fondos comunes de inversión han sido valuados a su valor de cotización al cierre de cada ejercicio. En los casos en que es requerido por las normas contables profesionales, el valor descontado al cierre de cada ejercicio, no difiere significativamente del mencionado valor nominal.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004  
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

- En moneda extranjera: a su valor nominal convertido 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.

#### c) 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 a su costo ajustado según lo mencionado en Nota 1.a., que no difiere significativamente de su costo de reposición al cierre de cada ejercicio.

#### d) Inversiones no corrientes:

Las mismas comprenden participaciones en sociedades en las que se ejerce control, control conjunto e influencia significativa y participaciones en otras sociedades. Estas inversiones se detallan en el Anexo C y han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional, excepto por las participaciones en otras sociedades que han sido valuadas a su costo de adquisición reexpresado según lo mencionado en Nota 1.a.

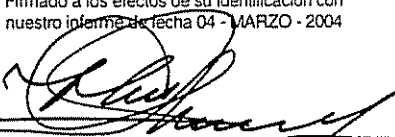
Las inversiones incluyen, en los casos que corresponda, una previsión por desvalorización de la participación en sociedades.

Las sociedades del exterior en las cuales YPF participa, han sido definidas como sociedades no integradas debido a que acumulan efectivo y otras partidas monetarias, incurren gastos, generan ingresos y obtienen financiación en el exterior. Los activos y pasivos de dichas sociedades fueron convertidos a pesos utilizando las cotizaciones vigentes al cierre de cada ejercicio. Los resultados fueron convertidos empleando los tipos de cambio correspondientes a las fechas de las transacciones. Las correspondientes diferencias de cambio generadas en la conversión han sido imputadas al balance general en el rubro "Diferencias transitorias de conversión".

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

En caso de corresponder, se han adecuado los estados contables de las sociedades controladas, bajo control conjunto o influencia significativa para adaptarlos a los criterios contables aplicados en la preparación de los estados contables de YPF.

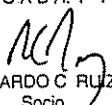
Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

Para la determinación de la participación en sociedades sobre las que se ejerce control, control conjunto e influencia significativa, 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 (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.

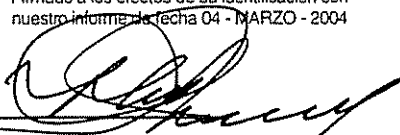
**e) Bienes de uso:**

Al costo de adquisición reexpresado de acuerdo con lo indicado en la Nota 1.a, 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 cuando se incurren. 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 de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.
- Los costos activados relacionados con actividades productivas, 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 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004  
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 por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos se han registrado a su valor actual con contrapartida en la línea "Cuentas por pagar" del balance general y se deprecian utilizando el método de unidades de producción.

#### 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 o reacondicionamientos mayores 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 al nivel de cada segmento de negocio según se define en la Nota 4 a los estados contables consolidados, no supera su valor recuperable.

#### f) Llave de negocio:

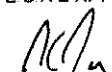
Corresponde a la diferencia entre el costo de adquisición de ciertas inversiones no corrientes y su respectivo valor patrimonial proporcional, el cual era similar al valor de mercado de los activos y pasivos netos de estas sociedades a la fecha de adquisición de los mismos, reexpresado de acuerdo con lo indicado en Nota 1.a. 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. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002, las llaves de negocio correspondientes a YPF fueron totalmente amortizadas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3



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



**g) Impuestos, retenciones y regalías:**

**Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta**

La Sociedad determina el cargo contable por impuesto a las ganancias de acuerdo con el método del impuesto diferido, el cual considera el efecto de las diferencias temporarias originadas en la distinta base de medición de activos y pasivos según criterios contables e impositivos y de los quebrantos impositivos existentes y créditos fiscales no utilizados susceptibles de deducción de ganancias impositivas futuras, computados considerando la tasa impositiva vigente, que actualmente alcanza el 35%.

La Sociedad ha registrado los mencionados activos y pasivos diferidos por sus respectivos valores nominales. El efecto correspondiente a la medición de dichos activos y pasivos diferidos sobre bases descontadas no es significativo.

Adicionalmente, la Sociedad 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 monto mayor que surja de la determinación del impuesto a la ganancia mínima presunta y la obligación fiscal por el impuesto a las ganancias determinado aplicando la tasa vigente del 35% sobre la utilidad impositiva del ejercicio. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias a pagar, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias a pagar 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 2003, 2002 y 2001, el importe en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias estimado fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó al resultado del ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias" (Nota 3.k).

**Regalías y regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos**

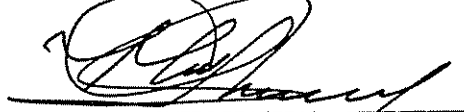
Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor estimado en boca de pozo de dichos productos. Dicho valor es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte, almacenamiento y tratamiento. Las regalías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

La Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002, estableció 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.

**h) 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.

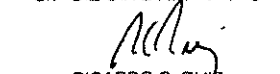
Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

- 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 y el momento de su concreción, tomando en cuenta las expectativas de la Dirección de la Sociedad y en consulta con sus asesores legales. En los casos en que es requerido por las normas contables profesionales, el valor descontado al cierre del ejercicio no difiere significativamente del valor nominal registrado.

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

**i) Obligaciones ambientales:**

Las obligaciones ambientales se registran cuando las evaluaciones y/o saneamientos ambientales son probables, 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.

**j) Instrumentos derivados:**

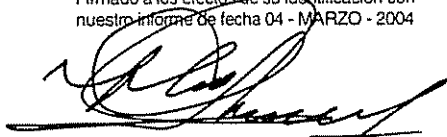
Al 31 de diciembre de 2003, la Sociedad mantiene contratos de swap de precio de crudo con el objeto de cubrir el cambio en el valor corriente de ciertos compromisos correspondientes a entregas de petróleo crudo originalmente pactados por aproximadamente 23,9 y 24,1 millones de barriles a ser entregados durante el término de diez y siete años, respectivamente, de acuerdo con los contratos de venta anticipada de petróleo crudo mencionados en la Nota 9.b ("ítems cubiertos"). Bajo estos contratos de swap de precio, la Sociedad recibirá precios variables que dependerán de los precios de mercado y pagará precios fijos. Al 31 de diciembre de 2003, aproximadamente 28 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dichos contratos.

Los contratos de swap de precio y los ítems cubiertos mencionados han sido valuados a su valor corriente y se exponen netos en el rubro "Anticipo de clientes, netos" (Nota 3.h) del balance general. El efecto de los cambios en el valor corriente de los contratos de swap de precio y en los ítems cubiertos, por causa del riesgo objeto de la cobertura, se imputa al resultado de cada ejercicio en el rubro "Ventas netas".

**k) Cuentas del patrimonio neto:**

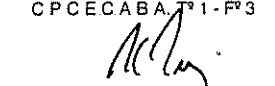
Se reexpresaron de acuerdo con lo indicado en la Nota 1.a, excepto la cuenta "Capital suscrito", la cual se ha mantenido por su valor de origen. El ajuste derivado de su reexpresión se expone en la cuenta "Ajuste de los aportes".

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004  
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

### l) 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.a.
- 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.a.
- 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.a.
- 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 sobre las que se ejerce control, control conjunto o influencia significativa se computaron sobre la base de los resultados de dichas sociedades reexpresados de acuerdo con lo mencionado en la Nota 1.a. 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.

### 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:

	2003		2002		2001	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias y títulos públicos	673 <sup>(1)</sup>	-	374 <sup>(1)</sup>	8	13 <sup>(1)</sup>	44
Participación en sociedades (Anexo C)	-	2.826	-	2.445	-	4.888
Previsión para desvalorización de participaciones en sociedades (Anexo E)	-	(293)	-	(191)	-	(309)
	<u>673</u>	<u>2.533</u>	<u>374</u>	<u>2.262</u>	<u>13</u>	<u>4.623</u>

(1) Incluye 631, 358 y 4 al 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, respectivamente, correspondientes a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

b) **Créditos por ventas:**

	2003		2002		2001	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Deudores comunes	1.554	80	1.766	81	2.400	171
Sociedades relacionadas (Nota 7)	491	-	575	-	519	-
Documentos a cobrar	-	-	-	-	20	-
	2.045 <sup>(1)</sup>	80	2.341	81	2.939	171
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(358)	-	(433)	-	(1.027)	-
	1.687	80	1.908	81	1.912	171

(1) Incluye 298 en gestión judicial, 164 de plazo vencido a menos de tres meses, 240 de plazo vencido a más de tres meses, 1.312 a vencer dentro de los próximos tres meses y 31 a vencer a más de tres meses.

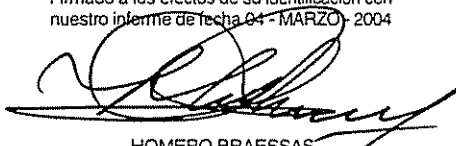
c) **Otros créditos:**

	2003		2002		2001	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Impuesto diferido (Nota 3.k)	-	166	-	417	-	180
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	254	18	257	70	247	154
Deudores por servicios	39	-	26	-	79	-
Gastos pagados por adelantado	35	156	56	201	33	251
Cánones y derechos	18	125	17	144	15	163
Sociedades relacionadas (Nota 7)	5.235	603	3.083	458	458	414
Préstamos a clientes	9	87	11	92	48	224
Por reconversión de contratos	-	25	-	27	-	70
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	29	-	38	-	97	-
Diversos	130	84	149	112	228	186
	5.749 <sup>(1)</sup>	1.264 <sup>(2)</sup>	3.637	1.521	1.205	1.642
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(122)	-	(105)	-	(229)	-
Previsión para valuar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(80)	-	(97)	-	(79)
	5.627	1.184	3.532	1.424	976	1.563

(1) Incluye 9 de plazo vencido a menos de tres meses, 127 de plazo vencido a más de tres meses y 5.613 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 380 de uno a tres meses, 5.127 de tres a seis meses, 70 de seis a nueve meses y 36 de nueve a doce meses

(2) Incluye 584 a vencer de uno a dos años, 408 a vencer de dos a tres años y 272 a vencer a más de tres años.


Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

d) Bienes de cambio:	2003	2002	2001
Productos destilados para la venta	352	307	310
Petróleo crudo	262	218	192
Productos en proceso de destilación	14	10	13
Materias primas y envases	47	59	37
	<u>675</u>	<u>594</u>	<u>552</u>

e) Bienes de uso:	2003	2002	2001
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	18.788	19.037	18.636
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(39)	(44)	(4)
Previsión para obsolescencia de materiales (Anexo E)	(26)	(26)	(26)
Previsión para bienes de uso a desafectar (Anexo E)	(21)	(57)	(57)
	<u>18.702</u>	<u>18.910</u>	<u>18.549</u>

### Pasivo

f) Cuentas por pagar:	2003		2002		2001	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	1.237	27	1.238	4	1.468	7
Obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	-	347	-	199	-	248
Sociedades relacionadas (Nota 7)	240	-	208	-	226	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	104	-	113	-	143	-
Concesiones de explotación (Nota 9.b)	-	-	-	-	264	220
Diversas	37	62	44	70	18	57
	<u>1.618<sup>(1)</sup></u>	<u>436<sup>(2)</sup></u>	<u>1.603</u>	<u>273</u>	<u>2.119</u>	<u>532</u>


(1) Incluye 1 598 a vencer dentro de los próximos tres meses, 8 a vencer de tres a seis meses y 12 a vencer a más de seis meses

(2) Incluye 49 a vencer de uno a dos años y 387 a vencer a más de dos años


g) Préstamos:	Tasa de Interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento del Capital	2003		2002		2001	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Obligaciones Negociables	7,75-10,00%	2004-2028	574	1.075	983	2.406	200	2.157
Sociedades relacionadas (Nota 7)	-	-	-	-	-	-	1.070	-
Otras deudas bancarias y otros acreedores	3,66%	2004-2007	76	220	91	340	908	314
			<u>650</u>	<u>1.295</u>	<u>1.074</u>	<u>2.746</u>	<u>2.178</u>	<u>2.471</u>

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2003

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

  
**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 04 - MARZO - 2004  
 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

Al 31 de diciembre de 2003, 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	610	3	37	650

	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	A más de 5 años	Total
Préstamos no corrientes	73	73	591	558	1.295

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

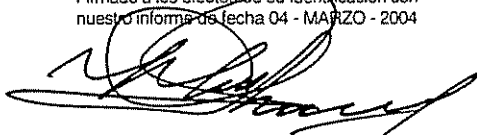
Programa Global	Emisión (en millones)		Tasa de Interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento del Capital	Valor Registrado					
					2003		2002		2001	
					Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
-	-	1994 U\$S 350	8,00%	2004	544	-	31	1.026	20	666
U\$S 1.000		1997 U\$S 300	7,75%	2007	15	517	20	717	13	464
U\$S 1.000		1998 U\$S 100	10,00%	2028	3	190	4	221	2	143
U\$S 1.000		1999 U\$S 225	9,13%	2009	12	368	14	442	9	286
U\$S 1.000		1998 U\$S 350	-	-	-	-	914	-	13	598
U\$S 500		1995 U\$S 400	-	-	-	-	-	-	26	-
U\$S 500		1997 U\$S 100	-	-	-	-	-	-	26	-
U\$S 700		1995 U\$S 400	-	-	-	-	-	-	91	-
					574	1.075	983	2.406	200	2.157

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2003

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.

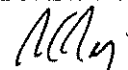
Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

h) Anticipo de clientes, netos:	2003		2002		2001	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipo de clientes	432	1.276	625	1.560	362	1.190
Instrumentos financieros derivados de cobertura - Swaps de precio de hidrocarburos	(172)	(395)	(224)	(233)	(30)	(72)
	<u>260</u>	<u>881<sup>(1)</sup></u>	<u>401</u>	<u>1.327</u>	<u>332</u>	<u>1.118</u>

(1) Incluye 260 a vencer de uno a dos años, 260 a vencer de dos a tres años y 361 a vencer a más de tres años.

i) Diferencias transitorias de conversión:	2003	2002	2001
Saldo al inicio del ejercicio	-	-	-
Disminuciones	(115)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>(115)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>


#### Estados de Resultados

j) Otros egresos, netos:	Ingresos (Egresos)		
	2003	2002	2001
Previsión para juicios pendientes	(140)	(115)	(98)
Diversos	(21)	(73)	(67)
	<u>(161)</u>	<u>(188)</u>	<u>(165)</u>

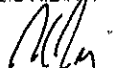
  

k) Impuesto a las ganancias:	2003	2002	2001
Impuesto a las ganancias corriente	(2.993)	(375)	(1.391)
Impuesto diferido	(248)	332	127
	<u>(3.241)</u>	<u>(43)</u>	<u>(1.264)</u>

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

  
 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 04 - MARZO - 2004  
 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

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados de cada ejercicio, es la siguiente:

	2003	2002	2001
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	7.869	3.659	3.183
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(2.754)	(1.281)	(1.114)
Diferencias permanentes:			
Reexpresión en moneda constante	(485)	132	-
Resultado de inversiones no corrientes y amortización de llave de negocio	136	(255)	(263)
Diferencia de cambio nominal por conversión de inversiones no corrientes	-	1.051	(21)
Diferencia de cambio no gravada (no deducible)	(18)	219	-
Diversas	(120)	91	134
	<u>(3.241)</u>	<u>(43)</u>	<u>(1.264)</u>


Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, es la siguiente:

	2003	2002	2001
Activos impositivos diferidos			
Diferencias de cambio generadas por la devaluación inicial del peso <sup>(2)</sup>	151	202	-
Previsiones no deducibles	250	275	432
Diversos	51	101	105
Total activo impositivo diferido	<u>452</u>	<u>578</u>	<u>537</u>
Pasivos impositivos diferidos			
Bienes de uso	(235)	(115)	(251)
Diversos	(51)	(46)	(106)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(286)</u>	<u>(161)</u>	<u>(357)</u>
Total impuesto diferido	<u>166</u>	<u>417 <sup>(1)</sup></u>	<u>180 <sup>(1)</sup></u>

(1) Incluye 3 y 98 de reexpresión a moneda constante al 31 de diciembre de 2002 y 2001, respectivamente (Nota 1.a)


(2) Según lo establecido por la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002, la pérdida resultante de la aplicación del tipo de cambio oficial, establecido en 1,40 pesos por dólar estadounidense, 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 cinco ejercicios cerrados con posterioridad a la fecha de vigencia de dicha ley.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

  
 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 04 - MARZO - 2004

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



#### 4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2003, 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. El 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.

Al 31 de diciembre de 2003, 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.

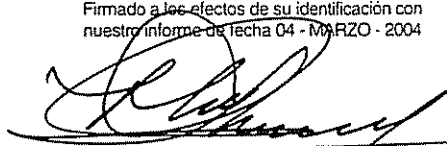
Al 31 de diciembre de 2003, el Estado Nacional Argentino posee 1.000 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente su voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de copiamiento accionario consentido 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 2003, YPF ha garantizado acuerdos de comercialización suscritos por ciertas subsidiarias por un monto de U\$S 41 millones. Adicionalmente, YPF ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de las sociedades Pluspetrol Energy S.A., Central Dock Sud S.A. y PBBPolisur S.A. por un monto de aproximadamente U\$S 65 millones, U\$S 70 millones y U\$S 13 millones, respectivamente. Asimismo, YPF ha firmado garantías en relación con la financiación de la expansión de la planta de PBBPolisur S.A. por un monto de aproximadamente U\$S 149 millones.


La Sociedad ha prendado la totalidad de sus acciones de Mega y Profertil S.A. por requerimiento de los respectivos acuerdos de financiación y se ha comprometido, entre otras cosas, a mantener su participación en dichas sociedades hasta el 31 de diciembre 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004  
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

## 6. PARTICIPACION EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS

Al 31 de diciembre de 2003, las Uniones Transitorias de Empresas ("UTES") y los principales Consorcios de exploración y explotación en las que la Sociedad participa son las siguientes:

Nombre y Ubicación	Participación	Operador	Ultimos Estados Contables Emitidos	Actividad
Acambuco Salta	22,50%	Pan American Energy LLC	30/09/03	Exploración y producción
Aguada Pichana Neuquén	27,28%	Total Austral S.A.	30/09/03	Producción
Aguaragüe Salta	30,00%	Tecpetrol S.A.	30/11/03	Exploración y producción
Bandurria Neuquén	37,50%	YPF S.A.	-	Exploración
CAM-2/A SUR Tierra del Fuego y Santa Cruz	50,00%	Sipetrol S.A.	-	Exploración y producción
CAM-3 Santa Cruz	50,00%	Sipetrol S.A.	-	Exploración y producción
Campamento Central / Cañadón Perdido Chubut	50,00%	YPF S.A.	31/12/02	Producción
CCA-1 GAN GAN Chubut	50,00%	Wintershall Energia S.A.	-	Exploración
CGSJ - V/A Chubut	50,00%	Wintershall Energia S.A.	-	Exploración
Corralera Neuquén	40,00%	Chevron San Jorge S.R.L.	-	Exploración
El Tordillo Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/03	Producción
Filo Morado Neuquén	50,00%	YPF S.A.	31/12/02	Generación de energía eléctrica
La Tapera y Puesto Quiroga Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/03	Exploración
Llancanelo Mendoza	51,00%	YPF S.A.	31/12/02	Exploración y producción
Magallanes "A" Santa Cruz	50,00%	Sipetrol S.A.	31/12/02	Producción
Palmar Largo Formosa	30,00%	Pluspetrol S.A.	30/09/03	Producción
Puesto Hernández Neuquén y Mendoza	61,55%	Pecom Energia S.A.	30/09/03	Producción
Ramos Salta	15,00% <sup>(1)</sup>	Pluspetrol Energy S.A.	31/12/02	Producción
San Roque Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.	30/09/03	Exploración y producción
Tierra del Fuego Tierra del Fuego	30,00%	Pan American Feguina S.R.L.	30/09/03	Producción

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

Hasta el 31 de diciembre de 2003, 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%.

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:

	2003	2002	2001
Activo corriente	79	110	125
Activo no corriente	1.792	1.658	1.500
Total del activo	1.871	1.768	1.625
Pasivo corriente	152	192	134
Pasivo no corriente	133	44	20
Total del pasivo	285	236	154
Costos de producción	665	663	534


Para la determinación de la participación en UTEs 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 2003, 2002 y 2001, los principales saldos pendientes por operaciones con sociedades controladas, bajo control conjunto, influencia significativa, la sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común son los siguientes:

	2003			2002				2001					
	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Otros créditos	Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Otros créditos	Cuentas por pagar	Préstamos	
	Comiente	Comente	No Comiente	Comiente	Comente	Comente	No Comiente	Comiente	Comiente	No Comiente	Comiente	Comente	
<b>Sociedades controladas:</b>													
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	9	-	-	5	6	2	-	6	26	-	-	20	-
A - Evangelista S.A.	-	1	-	18	-	1	-	28	9	7	-	26	-
Otras	-	-	-	44	-	-	-	44	-	-	-	97	-
	9	1	-	67	6	3	-	78	35	7	-	143	-
<b>Sociedades bajo control conjunto:</b>													
Petroken	35	-	-	-	26	-	-	-	13	2	-	-	-
Profertil S.A.	11	37	-	14	8	109	-	7	-	26	52	-	-
Mega	112	30	-	21	228	1	30	-	137	-	-	-	-
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	57	-	-	43	89	2	-	22	22	4	-	17	-
	215	67	-	78	351	112	30	29	172	32	52	17	-
<b>Sociedades bajo influencia significativa:</b>	73	22	-	28	31	45	-	64	24	19	18	57	-

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

  
**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 04 - MARZO - 2004  
 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

	2003			2002				2001					
	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Préstamos
	Corriente	No Corriente		Corriente	No Corriente		Corriente	No Corriente		Corriente	No Corriente		
<b>Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:</b>													
Repsol YPF	-	1 385	-	33	-	1.394	-	26	-	7	-	7	-
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	132	-	-	-	146	-	-	-	246	-	-	2	-
Repsol YPF Gas S.A.	10	22	48	2	10	30	63	-	24	35	130	-	-
Repsol YPF Gas Chile Ltda	-	8	299	-	-	-	365	-	-	48	214	-	-
Repsol YPF Brasil S A	21	25	256	14	18	313	-	-	11	209	-	-	-
Repsol International Finance B.V.	-	3 699	-	-	-	1.172	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 070
Empresa Petrolera Andina S.A. (*Andina*)	-	-	-	-	-	1	-	-	-	101	-	-	-
Otras	31	6	-	18	13	13	-	11	7	-	-	-	-
	194	5.145	603	67	187	2.923	428	37	288	400	344	9	1.070
	491	5.235	603	240	575	3.083	458	208	519	458	414	226	1.070

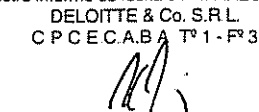
La Sociedad efectúa operaciones de compra, de venta y financieras con sociedades relacionadas. Los precios y tasas de estas operaciones se aproximan a los correspondientes a operaciones con terceros. Adicionalmente, las operaciones de venta de participaciones en sociedades de YPF a otras sociedades relacionadas se detallan en la Nota 11. Las principales operaciones de compra, de venta y financieras con estas sociedades por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, son las siguientes:

	2003				2002				2001				
	Ventas	Compras y servicios	Operaciones de préstamos (débitos) créditos	Intereses ganancia (pérdida)	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)
<b>Sociedades controladas:</b>													
Operadora de Estaciones de Servicios S.A	9	80	-	-	8	85	-	-	15	-	125	-	-
A - Evangelista S A	1	117	-	-	-	258	2	1	-	-	123	-	-
Otras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	13
	10	197	-	-	8	343	2	1	15	-	259	-	13
<b>Sociedades bajo control conjunto:</b>													
Petroken	143	1	-	-	123	1	-	-	106	-	2	-	-
Proferil S A	48	72	50	5	64	29	20	8	37	-	22	(80)	2
Mega	413	-	-	1	294	-	(34)	1	314	-	22	-	-
Refinor	263	126	-	-	212	86	-	-	205	-	165	-	-
	867	199	50	6	693	116	(14)	9	662	-	211	(80)	2
<b>Sociedades bajo influencia significativa:</b>	310	230	-	-	191	245	-	-	224	-	284	-	2
<b>Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:</b>													
Repsol YPF	-	19	(134)	49	1	19	(83)	34	4	842	-	(325)	-
Repsol YPF Transporte y Trading S A	1.225	34	-	-	1 412	377	-	-	2 242	-	88	-	-
Repsol YPF Brasil S A	64	2	-	16	55	-	25	20	41	-	-	(195)	7
Repsol YPF Gas S A.	170	1	27	5	116	-	28	6	136	-	-	(41)	13
Repsol International Finance B V	-	-	(2 644)	28	-	-	(1.212)	5	-	-	-	-	(93)
Repsol Netherlands Finance B V	-	-	-	-	-	-	(1.899)	(76)	-	-	-	1 071	(138)
Otras	291	10	25	11	48	11	207	25	384	-	95	37	18
	1.750	66	(2.726)	109	1.632	407	(2.934)	14	2.807	842	183	547	(193)
	2.937	692	(2.676)	115	2.524	1.111	(2.946)	24	3.708	842	937	467	(176)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

  
**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 04 - MARZO - 2004

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

## 8. BENEFICIOS SOCIALES Y OTROS BENEFICIOS PARA EL PERSONAL

### a) Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño:

Alcanzan a ciertos empleados de la Sociedad y sus sociedades controladas. Se basan en el cumplimiento de los objetivos corporativos, de unidad de negocio e individuales y en la evaluación de desempeño. Se determinan a partir de la remuneración anual de cada empleado, del cálculo de ciertos indicadores y se abonan en efectivo.

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 23, 25 y 35 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, 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.

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 5, 4 y 7 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, 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 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 343.110 derechos de apreciación accionaria cuyo valor base es de 16,40 y 24,60 euros por acción.
- Programa de Apreciación Accionaria con vencimiento en 2006, 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 649.425 derechos de apreciación accionaria cuyo valor base es de 13 y 18 euros por acción.
- Programa de Opciones para la Adquisición de Acciones con vencimiento en 2005. Bajo este programa, Repsol YPF tenía previsto emitir obligaciones convertibles en acciones ordinarias, de carácter subordinado, de dos series diferentes con un valor nominal de 15 y 22 euros, respectivamente. Durante 2003, Repsol YPF definió la cancelación de este programa en efectivo.

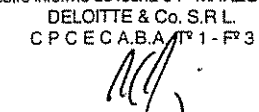
El cargo neto correspondiente a estos programas asciende a aproximadamente 4 por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2003. El cargo neto correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2002 y 2001 no ha sido significativo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



HOMERO BRAESSAB  
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 04 - MARZO - 2004



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

## 9. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

### a) Previsión para juicios pendientes:

Se constituye para afrontar juicios cuantificables con perspectiva desfavorable. En opinión de la Gerencia 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 442, para las cuales no se ha constituido previsión debido a que la Gerencia 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.

### b) Otros compromisos y contingencias:


#### Compromisos contractuales:

En 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 315 millones y U\$S 400 millones, respectivamente. Bajo los términos de estos contratos la Sociedad acordó vender y entregar a los compradores aproximadamente 23,9 millones y 24,1 millones de barriles de petróleo crudo durante el término de 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, netos" 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 netos asciende a 1.141, 1.728 y 1.450 al 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2003, aproximadamente 28 millones de barriles de crudo se encuentran pendientes de entrega.

#### Reclamos fiscales:


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 noviembre de 1996, que se encuentran totalmente cancelados, y los recibidos en junio de 1998, mencionados en el párrafo anterior, deberían estar sujetos a una retención por impuesto a las ganancias de aproximadamente 70, más intereses y multas. Asimismo, con fecha 17 de diciembre de 2003, la Sociedad recibió una nueva notificación de la AFIP con la pretensión de gravar los servicios relativos a estos contratos con el Impuesto al Valor Agregado. La Gerencia de la Sociedad considera, basada en la opinión de sus asesores legales, que por tratarse de anticipos recibidos por exportaciones comprometidas de petróleo crudo, los reclamos carecen de fundamentos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004  
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

La AFIP ha iniciado un reclamo respecto de la liquidación de las tasas de Infraestructura Hídrica y Gasoil respecto de las exportaciones de nafta y gasoil, por los períodos comprendidos entre enero y diciembre de 2002 y junio de 2001 y marzo de 2002, respectivamente, por un monto total de 176, más intereses. YPF considera, basada en la opinión de sus asesores legales externos, que existen sólidas razones legales y constitucionales para sostener que los reclamos no resultan válidos. En consecuencia, ha hecho una presentación judicial cuestionando dicha situación y ha obtenido una medida cautelar de prohibición de innovar a fin de que el organismo fiscal se abstenga de perseguir el cobro de dichos tributos.

#### **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 2003, todos los reclamos relacionados con la sociedad predecesora recibidos por YPF han sido o están en proceso de ser notificados al Gobierno Nacional Argentino.

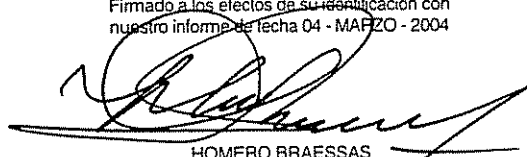
#### **Pasivos ambientales de YPF:**

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 Gerencia 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.

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 2003, 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. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán o se harán cumplir las leyes y reglamentaciones existentes y futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en realización, afectar los resultados de las operaciones en el largo plazo.


Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

### Pasivos ambientales de Maxus:

Ciertos pasivos ambientales relacionados con operaciones de Productos Químicos fueron asumidos por parte de TS y Maxus, subsidiarias controladas indirectamente a través de YPF Holdings Inc. YPF se comprometió a contribuir con fondos hasta un monto que permita 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 Secretaria 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 a granel del gas licuado de petróleo ("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. 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 de abuso de posición dominante sancionada ocurrida durante el período comprendido entre 1993 y 1997, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia ("CNCD") dio por concluida la investigación e imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante el período mencionado previamente. Con fecha 20 de enero de 2004, YPF presentó un descargo: (i) oponiendo las defensas previas de prescripción y defectos en la forma de la imputación (ausencia de mayoría en la resolución que decidió la imputación y pre-juzgamiento por parte de los firmantes de la misma); (ii) argumentando la ausencia de abuso de posición dominante; y (iii) ofreciendo la prueba correspondiente. Entre los argumentos de peso vertidos en el descargo, YPF sostuvo, ofreciendo pruebas al respecto, que no hubo restricción de la oferta de GLP en el mercado interno por parte de YPF y que, durante el período investigado, la totalidad de la demanda interna de GLP podría haber sido abastecida por la producción de los competidores de YPF, por lo que la participación de mercado de YPF no puede calificarse de posición dominante.

En cuanto a la defensa de prescripción, cabe mencionar que la misma debería prosperar conforme el criterio sentado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa seguida contra YPF por abuso de posición dominante en el mercado del GLP durante el período comprendido entre 1993 y 1997, de acuerdo al cual el plazo de prescripción de las infracciones administrativas (investigadas en el marco de la Ley N° 22.262) como las imputadas a YPF, es de dos años. YPF sostiene que la ley aplicable a la causa es la Ley N° 22.262, y no la nueva Ley de Defensa de la Competencia (N° 25.156), ya que la conducta imputada tuvo lugar antes del 29 de septiembre de 1999, fecha en que comenzó a tener vigencia esta última.

YPF presentó recursos de queja ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico: (i) el 29 de julio de 2003, ante el rechazo por parte de la CNDC del pedido de nulidad de la resolución que dispuso la apertura del sumario, sin resolver con carácter previo la prescripción opuesta por YPF; y (ii) el 4 de febrero de 2004, ante el rechazo por parte de la CNDC del pedido de nulidad de la resolución que dispuso la imputación por falta de mayoría y pre-juzgamiento. Asimismo, YPF volvió a agravarse por la no resolución de la cuestión previa de prescripción oportunamente planteada.


Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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 Nº 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 en tres cuotas anuales, 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. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario.


### 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 Gerencia de la Sociedad, basada en la opinión de sus asesores legales externos, considera que la Ley de Convertibilidad Nº 23.928 fue derogada a partir de la entrada en vigencia de la Ley Nº 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.

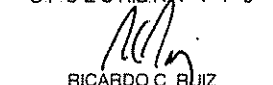
### Disponibilidad de divisas por exportaciones:

El Decreto Nº 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 Nº 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004

  
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 04 - MARZO - 2004  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

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

El 9 de diciembre de 2002, YPF promovió ante el Juzgado Federal N° 9, con asiento en la Provincia de Salta, una acción declarativa de certeza a los fines de que se despejara el estado de incertidumbre respecto de las interpretaciones de diferentes organismos de asesoramiento del Estado Nacional que consideran derogado implícitamente el Decreto N° 1.589/89 en lo que respecta a la libre disponibilidad de divisas. Asimismo, solicitó una medida cautelar que fue concedida por el Juez interviniente ordenando al Poder Ejecutivo Nacional, al Banco Central de la República Argentina y al Ministerio de Economía que se abstengan de dictar cualquier acto que afecte la libre disponibilidad de las divisas que goza YPF S.A. en los términos y alcances previstos en el artículo 5 del Decreto N° 1.589/89 y normas concordantes, en particular de obligarla a ingresar las divisas provenientes de operaciones de exportación por encima del porcentaje previsto en esas normas. Asimismo, ordenó suspender los efectos de cualquier acto administrativo que se hubiere dictado en afectación de la libre disponibilidad de las divisas referidas. Tal medida fue notificada a los involucrados el 10 de diciembre de 2002 y se mantiene en aplicación pese a la apelación interpuesta por el Poder Ejecutivo Nacional.

Con fecha 31 de diciembre de 2002, fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N° 2.703/02, que tiene vigencia a partir de dicha fecha y que estipula que los productores de petróleo crudo, gas natural y gases licuados deberán ingresar como mínimo el 30% de las divisas provenientes de la exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o de sus derivados, gozando de la libre disponibilidad del porcentaje restante. Dicha norma deja subsistente el problema en relación a las divisas provenientes de las exportaciones realizadas durante el año 2002, con posterioridad a la entrada en vigencia del Decreto N° 1.606/01.

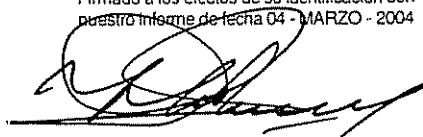
El 25 de marzo de 2003, la Cámara Federal de Salta hizo lugar a la excepción de incompetencia opuesta por la parte demandada, por lo que las actuaciones se han radicado ante los Tribunales Federales con asiento en la Ciudad de Buenos Aires, jurisdicción en la que se resolverá la medida cautelar que se mantiene vigente y que se ha declarado competente.

El 1 de diciembre de 2003, la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo resolvió que en virtud del Decreto N° 2.703 del 27 de diciembre de 2002, se habían tornado abstractos los recursos de apelación deducidos contra las medidas cautelares, en razón de que a su criterio, había cesado el estado de incertidumbre que había dado origen al proceso judicial.

Ante esta resolución, el 15 de diciembre de 2003, se interpuso recurso de aclaratoria a fin de que: (i) se aclare con qué alcance el Decreto N° 2.703/02 habría hecho cesar el estado de incertidumbre, dado que tal decreto comenzó a tener vigencia a partir del día siguiente a su publicación, por lo que media un período (entre el dictado del Decreto N° 1.606/01 y la entrada en vigencia del Decreto N° 2.703/02) que no se encuentra alcanzado por dicho régimen; (ii) en caso de que se resuelva que existe falta de certeza respecto al régimen aplicable en el período entre el dictado del Decreto N° 1.606/01 y la entrada en vigencia del Decreto N° 2.703/02, corresponde se examinen los recursos deducidos en relación a dicho período, solicitando el rechazo de tales recursos.


Mediante decisión del 6 de febrero de 2004, la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo decidió desestimar el pedido de aclaratoria, sosteniendo que: (i) la resolución era suficientemente clara y que los argumentos utilizados planteaban cuestiones vinculadas al fondo de la cuestión a ser resueltas al dictarse la sentencia definitiva, y (ii) la medida cautelar no puede ser mantenida porque el dictado del Decreto N° 2.703/03 modificó la situación existente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004  
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 razón de que dicho recurso de aclaratoria no fue acogido, el 19 de febrero de 2004 YPF interpuso un recurso extraordinario, con el objeto de que se deje sin efecto la resolución del 1 de diciembre de 2003 y se mantenga vigente la medida precautoria oportunamente decretada.

#### **Liquidación de regalías hidrocarburíferas:**

A partir de la sanción de la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario que, entre otras medidas, modificó la Ley de Convertibilidad, se produjo una discrepancia con las provincias en relación al tipo de cambio a utilizar para liquidar las regalías hidrocarburíferas, debido a que las mismas consideraron que las liquidaciones practicadas por la producción destinada al mercado interno no se ajustaban a lo dispuesto por las Resoluciones Nº 155/92 y 188/93 de la Secretaría de Energía, en cuanto a la utilización del tipo de cambio libre. La Gerencia de la Sociedad consideró 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 Nº 17.319 y en el Art. 110 del Decreto 1.757/90. Durante noviembre de 2003, se resolvió la discrepancia sobre las regalías hidrocarburíferas con la mayoría de las provincias productoras.

#### **Modificaciones en la normativa económica de la República Argentina:**

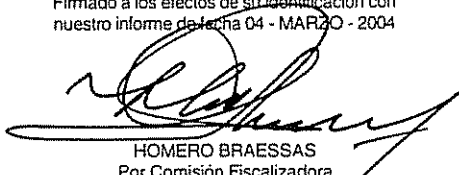
Durante el año 2002 se implementó en el país un profundo cambio del modelo económico para superar la crisis económica en el mediano plazo. A tales efectos, el Gobierno Nacional abandonó el modelo de paridad del peso con el dólar estadounidense vigente desde el mes de marzo de 1991 y adoptó diversas medidas de carácter monetario, financiero, fiscal y cambiario. Los presentes estados contables contemplan todos los efectos significativos derivados de las medidas económicas conocidas a la fecha de la emisión de los mismos. Los efectos de las medidas adicionales que sean implementadas por el Gobierno Nacional serán reconocidos en el momento en que la Dirección de la Sociedad tome conocimiento de los mismos.

### **10. RESTRICCIONES A LOS RESULTADOS NO ASIGNADOS**

De acuerdo con las disposiciones de la Ley Nº 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 suscrito y ajuste de los aportes). En consecuencia, los resultados no asignados están restringidos en 231.


De acuerdo con la Ley Nº 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004  
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

## 11. PRINCIPALES CAMBIOS EN EL CONJUNTO ECONOMICO


### Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002:

- En enero de 2002, YPF a través de YPF International Ltd., vendió a valores de mercado 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 poseían activos en Indonesia, 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. 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 25. 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 605. Repsol YPF Santa Cruz S.A. posee las inversiones en Andina y Maxus Bolivia Inc.

### 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. La ganancia neta registrada por la operación mencionada anteriormente ascendió a 211.

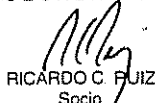
Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

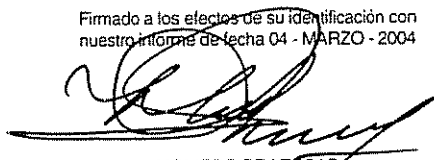
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3



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

- 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 275.
- 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 206.
- 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.

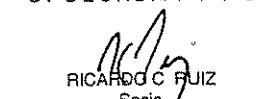
Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

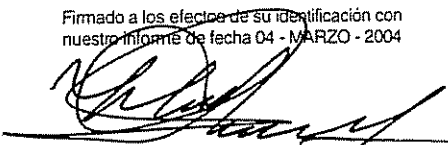
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3



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

- 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.
- 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 554 para valuar su participación en YPF Biora 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.


Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 04 - MARZO - 2004



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 04 - MARZO - 2004

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

**12. EXPOSICIONES SOBRE PETRÓLEO 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 Nº 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 2003, 2002 y 2001:

	2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Propiedades de petróleo y gas probadas			
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	39.013	46	39.059
Equipos e instalaciones auxiliares	782	-	782
Perforaciones, equipos e instalaciones en curso	987	93	1.080
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	50	50
Total costos activados	40.782	189	40.971
Depreciación acumulada y provisiones que reducen valores de activos	(26.767)	(14)	(26.781)
Costos netos activados	14.015	175	14.190
Costos netos activados de sociedades vinculadas	102	-	102
	2002		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Propiedades de petróleo y gas probadas			
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	37.084	55	37.139
Equipos e instalaciones auxiliares	740	3	743
Perforaciones, equipos e instalaciones en curso	988	14	1.002
Propiedades de petróleo y gas no probadas	-	39	39
Total costos activados	38.812	111	38.923
Depreciación acumulada y provisiones que reducen valores de activos	(25.004)	(20)	(25.024)
Costos netos activados	13.808	91	13.899
Costos netos activados de sociedades vinculadas	135	-	135

	2001			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica	Resto del mundo	
Propiedades de petróleo y gas probadas				
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	35.178	437	2.550	38.165
Equipos e instalaciones auxiliares	820	4	42	866
Perforaciones, equipos e instalaciones en curso	747	29	169	945
Propiedades de petróleo y gas no probadas	97	-	29	126
Total costos activados	36.842	470	2.790	40.102
Depreciación acumulada y provisiones que reducen valores de activos	(23.492)	(136)	(1.339)	(24.967)
Costos netos activados	13.350	334 <sup>(1)</sup>	1.451 <sup>(1)</sup>	15.135
Costos netos activados de sociedades vinculadas	114	1.200 <sup>(1)</sup>	-	1.314

(1) Corresponde principalmente a costos activados en propiedades que fueron vendidas durante el ejercicio 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11.

### Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001 en las actividades de producción de petróleo y gas son los siguientes:

	2003		Consolidado
	Argentina	Resto del mundo	
Adquisición de reservas			
No probadas	-	20	20
Costos de exploración	215	208	423
Costos de desarrollo	1.900	2	1.902
Total de costos incurridos	2.115	230	2.345
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	6	-	6



	2002			
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(1)</sup>	Resto del mundo	Consolidado
Adquisición de reservas				
No probadas	-	-	4	4
Costos de exploración	147	5	73	225
Costos de desarrollo	2.040	24	3	2.067
Total de costos incurridos	2.187	29	80	2.296
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	27	79 <sup>(1)</sup>	-	106
	2001			
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(1)</sup>	Resto del mundo	Consolidado
Adquisición de reservas				
Probadas	1.934 <sup>(2)</sup>	-	-	1.934
No probadas	97 <sup>(3)</sup>	-	2	99
Costos de exploración	180	18	35	233
Costos de desarrollo	1.706	123	189	2.018
Total de costos incurridos	3.917	141 <sup>(1)</sup>	226	4.284
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	11	976 <sup>(1)</sup>	-	987

(1) Incluye costos incurridos en propiedades que fueron vendidas durante el ejercicio 2002 y 2001, de acuerdo con lo mencionado en Nota 11.

(2) Incluye 1.840 correspondientes a la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11

(3) Corresponden a la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11

### 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 4 a los estados contables consolidados "Información consolidada 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.

	2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Ventas netas a terceros	1.411 <sup>(1)</sup>	21	1.432
Ventas netas intersegmentos	10.092 <sup>(1)</sup>	-	10.092
Total ventas netas	11.503	21	11.524
Costos de producción	(3.190)	(10)	(3.200)
Gastos de exploración	(154)	(123)	(277)
Depreciaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(1.806)	(6)	(1.812)
Otros	-	(3)	(3)
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	6.353	(121)	6.232
Impuesto a las ganancias	(2.520)	(4)	(2.524)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	3.833	(125)	3.708
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	20	-	20

	2002			
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(2)</sup>	Resto del mundo	Consolidado
Ventas netas a terceros	905 <sup>(1)</sup>	84	17	1.006
Ventas netas intersegmentos	10.935 <sup>(1)</sup>	10	-	10.945
Total ventas netas	11.840	94	17	11.951
Costos de producción	(3.139)	(50)	(6)	(3.195)
Gastos de exploración	(145)	(4)	(93)	(242)
Depreciaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(1.569)	(23)	(9)	(1.601)
Otros	-	1	(3)	(2)
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	6.987	18	(94)	6.911
Impuesto a las ganancias	(2.446)	(4)	28	(2.422)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	4.541	14 <sup>(2)</sup>	(66)	4.489
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	50	22 <sup>(2)</sup>	-	72

	2001			
	Argentina	Resto de Sudamérica <sup>(2)</sup>	Resto del mundo	Consolidado
Ventas netas a terceros	4.049 <sup>(1)</sup>	204	899	5.152
Ventas netas intersegmentos	4.693 <sup>(1)</sup>	18	-	4.711
Total ventas netas	8.742	222	899	9.863
Costos de producción	(2.655)	(106)	(387)	(3.148)
Gastos de exploración	(165)	(21)	(38)	(224)
Depreciaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(1.484)	(59)	(255)	(1.798)
Otros	-	20	(11)	9
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	4.438	56	208	4.702
Impuesto a las ganancias	(1.553)	(18)	(86)	(1.657)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	2.885	38 <sup>(2)</sup>	122 <sup>(2)</sup>	3.045
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	42	64 <sup>(2)</sup>	-	106

(1) Tal como se menciona en Nota 4 a los estados contables consolidados, 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 1.762 y 6.980, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2001.

(2) Incluye los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas relacionadas con las propiedades vendidas durante el ejercicio 2002 y 2001, de acuerdo con lo mencionado en Nota 11.

### 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 2003, 2002 y 2001 y los cambios correspondientes:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)		
	2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	1.381	6	1.387
Revisiones de estimaciones anteriores	(18)	(1)	(19)
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	58	-	58
Producción del ejercicio	(157)	-	(157)
Saldos al cierre del ejercicio	1.264 <sup>(1)</sup>	5	1.269
Reservas probadas y desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	1.135	1	1.136
Cierre del ejercicio	1.047 <sup>(2)</sup>	-	1.047
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas	10	-	10

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

	2002			
	Argentina	Resto de Sudamérica	Resto del mundo	Consolidado
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>				
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 11)	-	(20)	(172)	(192)
Producción del ejercicio	(160)	-	-	(160)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>1.381<sup>(1)</sup></u>	<u>-</u>	<u>6</u>	<u>1.387</u>
<b>Reservas probadas y desarrolladas</b>				
Comienzo del ejercicio	1.183	10	150	1.343
Cierre del ejercicio	1.135 <sup>(2)</sup>	-	1	1.136
<b>Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas</b>				
	19	-	-	19

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

	2001			
	Argentina	Resto de Sudamérica	Resto del mundo	Consolidado
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>				
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 <sup>(3)</sup>	-	-	195
Ventas de reservas <i>in situ</i> (Nota 11)	(18)	(144)	-	(162)
Producción del ejercicio	(160)	(5)	(17)	(182)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>1.467<sup>(1)</sup></u>	<u>20</u>	<u>178</u>	<u>1.665</u>
<b>Reservas probadas y desarrolladas</b>				
Comienzo del ejercicio	1.088	69	104	1.261
Cierre del ejercicio	1.183 <sup>(2)(4)</sup>	10	150	1.343
<b>Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas</b>				
	21	60	-	81

(1) Incluye líquidos de gas natural por 275, 368 y 316 al 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, respectivamente

(2) Incluye líquidos de gas natural por 222, 274 y 237 al 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, respectivamente

(3) 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 11.

(4) Incluye 143 relacionados con la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11.

<b>Gas natural</b>			
<b>(miles de millones de pies cúbicos)</b>			
<b>2003</b>			
<b>Argentina</b>	<b>Resto del mundo</b>	<b>Consolidado</b>	
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	8.919	55	8.974
Revisiones de estimaciones anteriores	(362)	(4)	(366)
Extensiones y descubrimientos	16	-	16
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(643)	(1)	(644)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>7.930</u>	<u>50</u>	<u>7.980</u>
<b>Reservas probadas y desarrolladas</b>			
Comienzo del ejercicio	6.793	8	6.801
Cierre del ejercicio	5.602	7	5.609
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas</b>			
	297	-	297

<b>Gas natural</b>				
<b>(miles de millones de pies cúbicos)</b>				
<b>2002</b>				
<b>Argentina</b>	<b>Resto de Sudamérica</b>	<b>Resto del mundo</b>	<b>Consolidado</b>	
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>				
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 11)	-	(188)	(370)	(558)
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(540)	-	(2)	(542)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>8.919</u>	<u>-</u>	<u>55</u>	<u>8.974</u>
<b>Reservas probadas y desarrolladas</b>				
Comienzo del ejercicio	7.340	45	127	7.512
Cierre del ejercicio	6.793	-	8	6.801
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas</b>				
	513	-	-	513

<b>Gas natural</b>				
<b>(miles de millones de pies cúbicos)</b>				
<b>2001</b>				
	<b>Argentina</b>	<b>Resto de Sudamérica</b>	<b>Resto del mundo</b>	<b>Consolidado</b>
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>				
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 <sup>(2)</sup>	-	-	693
Ventas de reservas <i>in situ</i> (Nota 11)	(372)	(792)	-	(1.164)
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(532)	(4)	(23)	(559)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>9.569</u>	<u>188</u>	<u>422</u>	<u>10.179</u>
<b>Reservas probadas y desarrolladas</b>				
Comienzo del ejercicio	7.072	40	155	7.267
Cierre del ejercicio	7.340 <sup>(3)</sup>	45	127	7.512
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas</b>				
	554	2.618	-	3.172

(1) Excluye las cantidades venteadas

(2) 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 11

(3) Incluye 467 relacionados con la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11.

### **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 convertidos al tipo de cambio vendedor de 2,93, 3,37 y 1,7 pesos argentinos por dólar estadounidense, al 31 de diciembre de 2003, 2002 Y 2001, 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 prevalecientes al cierre de cada ejercicio continuarán vigentes a través de los periodos 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.

	2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	109.099	998	110.097
Costos futuros de producción	(27.141)	(289)	(27.430)
Costos futuros de desarrollo	(2.944)	(168)	(3.112)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	79.014	541	79.555
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(31.915)	(273)	(32.188)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% <sup>(1)</sup>	(15.354)	(98)	(15.452)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	31.745	170	31.915
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	374	-	374



	2002		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	134.406	1.574	135.980
Costos futuros de producción	(29.486)	(712)	(30.198)
Costos futuros de desarrollo	(4.671)	(223)	(4.894)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	100.249	639	100.888
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(42.123)	(309)	(42.432)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% <sup>(1)</sup>	(19.418)	(119)	(19.537)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	38.708	211	38.919
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	732	-	732

	2001			
	Argentina	Resto de Sudamérica	Resto del mundo	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	111.486	2.093	15.058	128.637
Costos futuros de producción	(31.489)	(701)	(8.870)	(41.060)
Costos futuros de desarrollo	(6.724)	(345)	(1.176)	(8.245)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	73.273	1.047	5.012	79.332
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(31.749)	(690)	(1.996)	(34.435)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% <sup>(1)</sup>	(12.703)	(108)	(1.231)	(14.042)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	28.821	249 <sup>(2)</sup>	1.785 <sup>(2)</sup>	30.855
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	752	2.148	-	2.900

(1) El Impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 25.599 (25.408 en Argentina y 191 en Resto del mundo), 30.988 (30.763 en Argentina y 225 en Resto del mundo) y 19.733 (17.434 en Argentina, 264 en Resto de Sudamérica y 2.035 en Resto del mundo) al 31 de diciembre de 2003, 2002 y 2001, respectivamente.

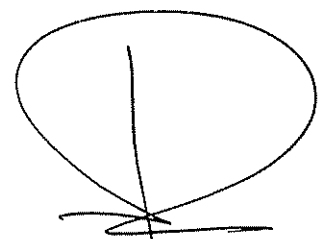
(2) Incluye flujos de fondos relacionados con las propiedades vendidas en 2002, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11

### 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 2003, 2002 y 2001:

	2003	2002	2001
Saldos al inicio del ejercicio	38.919	30.855	25.800
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(8.324)	(8.756)	(6.715)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción	(9.529)	18.166	4.359
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria netas de costos futuros de producción y desarrollo	1.833	2.312	2.159
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo	18	(241)	(1.581)
Costos de desarrollo incurridos durante el ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	1.902	2.067	2.018
Revisiones de estimaciones de volúmenes	(1.238)	(165)	743
Efecto financiero	5.846	4.490	3.750
Cambio neto de impuesto a las ganancias	4.085	(5.495)	(2.352)
Compras de reservas <i>in situ</i>	-	-	2.838 <sup>(1)</sup>
Ventas de reservas <i>in situ</i>	-	(1.735)	(1.732)
Cambio en el perfil de producción y otros	(1.597)	(2.579)	1.568
Saldos al cierre del ejercicio	<u>31.915</u>	<u>38.919</u>	<u>30.855</u>

(1) Incluye 336 relacionados con la compra de reservas y 2.502 incorporados como consecuencia de la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11



JOSE MARIA RANERO DIAZ  
Director