

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

### NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

#### POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2004, 2003 Y 2002

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

### 1. BASES DE PRESENTACION 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").

#### *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, que estableció la discontinuación de la reexpresión de los estados contables en moneda constante a partir del 1 de marzo de 2003.

#### *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.

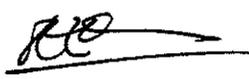
#### *Instrumentos financieros derivados*

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 27 - F° 126

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005  
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

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

### *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 crediticia 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 colocaciones 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 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.

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.

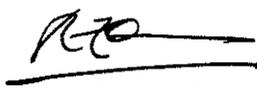
### *Uso de estimaciones*

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 2004, 2003 y 2002.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 27 - F° 126

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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



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

## 2. CRITERIOS DE VALUACION

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

### a) Caja y bancos:

- 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.
- 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. Las inversiones en títulos públicos han sido valuadas a su valor de cotización al cierre del 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:

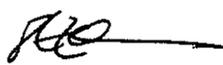
- Productos destilados para la venta, productos en proceso de destilación y petróleo crudo: a su costo de reproducción al cierre de cada ejercicio.
- Materias primas y envases: han sido valuados a su costo ajustado según lo mencionado en Nota 1, que no difiere significativamente de su costo de reposición al cierre de cada ejercicio.

El valor de los bienes de cambio no supera su valor recuperable.

### d) Otros activos:

Corresponde a las participaciones en PBBPolisur S.A. y Petroken Petroquímica Ensenada S.A. ("Petroken"), valuadas a su valor patrimonial proporcional, el cual no supera su valor recuperable (Nota 11).

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005  
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

**e) Inversiones no corrientes:**

Las mismas comprenden participaciones en sociedades en las que se ejerce control, control conjunto e influencia significativa y las 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.

Las participaciones en Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A., A&C Pipeline Holding Company y Petróleos Trasandinos YPF S.A., en las cuales YPF mantiene una participación directa o indirecta inferior al 20%, han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional, dado que YPF ejerce influencia significativa en las decisiones financieras y operativas de estas sociedades sobre la base de la representación de YPF en los Directorios de estas sociedades y/o de las transacciones significativas entre YPF y dichas sociedades.

Las inversiones incluyen, en los casos que corresponda, una previsión por desvalorización de la participación en sociedades. Los principales factores que incidieron en el reconocimiento de la mencionada previsión fueron la devaluación del peso argentino, el incumplimiento de los servicios de ciertas deudas financieras y la pesificación de los precios del gas natural y de las tarifas de los servicios públicos (Anexo E).

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 en 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 - Conversión de participaciones en sociedades del exterior", que se mantendrá hasta que se produzca la venta de la inversión neta o el reembolso total o parcial del capital.

Las participaciones en acciones preferidas han sido valuadas según las disposiciones estatutarias respectivas.

Las participaciones en sociedades con patrimonio neto negativo se exponen en el rubro "Cuentas por pagar" en la medida que sea intención de la Sociedad proveer el correspondiente apoyo financiero.

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. Dichas adecuaciones corresponden principalmente a la aplicación de las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, a las inversiones del exterior y a la eliminación de revalúos técnicos de bienes de uso.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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 valuación 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 del ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre YPF y la sociedad relacionada que hubieran modificado el patrimonio de la segunda (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.

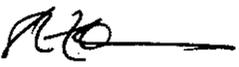
**f) Bienes de uso:**

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

**Actividades de producción de petróleo y gas**

- La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En consecuencia, los costos de exploración, excluidos los costos de los pozos exploratorios, han sido imputados a resultados 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. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de perforación se imputan a resultados. Ocasionalmente al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si la Sociedad está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple y ha transcurrido más de un año desde el completamiento de la perforación del pozo exploratorio, el costo del mismo es imputado al resultado del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2004, la Sociedad no mantiene activado ningún pozo exploratorio cuya perforación haya finalizado hace más de un año.
- 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
 MARIO E. VAZQUEZ  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

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

- Los 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.
- 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 descontados por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, son activados junto con los activos que le dieron origen, y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto al valor estimado de las sumas a pagar descontadas.

#### Otros bienes de uso

- Los bienes no afectados a la producción de petróleo y gas han sido depreciados siguiendo el método de depreciación de la línea recta sobre la base de porcentajes de depreciación 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 depreciaciones 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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



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

**g) 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.

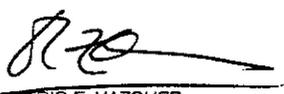
En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, el importe en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias estimado fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó al resultado del ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias".

**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 y almacenamiento. 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 al 31 de diciembre de 2004 ascienden a 20% para el gas natural y gas licuado de petróleo, 5% para las naftas, gasoil y otros productos derivados y entre 25% y 45% para el petróleo en función del precio del West Texas Intermediate.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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) Previsiones:**

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

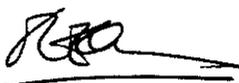
Las obligaciones ambientales se registran cuando las evaluaciones y/o saneamientos ambientales son probables, significativos y se pueden estimar razonablemente. Dicha estimación se basa en los estudios de factibilidad detallados sobre el enfoque y los costos de saneamiento para emplazamientos individuales, o en la estimación por parte 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 2004, 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 ("ítem protegido"). 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 2004, aproximadamente 22 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dichos contratos.

Estos instrumentos derivados de cobertura de riesgos a los cambios en el valor corriente del ítem protegido, se valúan a valor corriente en el rubro "Anticipo de clientes, netos" del balance general y se cargan a resultados junto con las variaciones en el valor corriente del ítem protegido, por causa del riesgo objeto de la cobertura. Debido a que la cobertura es eficaz, la variación en el valor corriente de estos instrumentos derivados y del ítem protegido no tiene efecto neto en resultados.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

**k) Cuentas del patrimonio neto:**

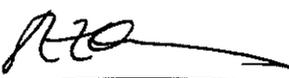
Se reexpresaron de acuerdo con lo indicado en la Nota 1, excepto las cuentas "Capital suscrito" y "Aportes irrevocables", las cuales se han mantenido por su valor de origen. El ajuste derivado de su reexpresión se expone en la cuenta "Ajuste del capital y de los aportes".

**l) Cuentas del estado de resultados:**

Las cuentas del estado de resultados han sido registradas mediante la aplicación de los siguientes criterios, reexpresadas, de corresponder, de acuerdo a lo mencionado en la Nota 1:

- Las cuentas que acumulan operaciones monetarias a su valor nominal.
- El costo de ventas ha sido calculado computando las unidades vendidas en cada mes al costo de reproducción de dicho mes.
- Los cargos por consumos de activos no monetarios valuados al costo de adquisición, se calcularon en función de los importes ajustados de tales activos.
- El resultado por tenencia correspondiente a los bienes de cambio valuados a su costo de reproducción, 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 y se incluyeron en el rubro "Resultados de inversiones no corrientes".
- Los resultados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2003 y 2002 se exponen netos del efecto de la inflación general sobre los activos y pasivos que los generaron. Bajo la denominación de "Resultado por exposición a la inflación" se expone el efecto de la inflación general sobre los activos y pasivos monetarios restantes.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
 MARIO E. VAZQUEZ  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

### 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:

	2004		2003		2002	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias y títulos públicos	180 <sup>(1)(2)</sup>	-	673 <sup>(1)</sup>	-	374 <sup>(1)</sup>	8
Participación en sociedades (Anexo C)	-	2.669	-	2.826	-	2.445
Previsión para desvalorización de participaciones en sociedades (Anexo E)	-	(325)	-	(293)	-	(191)
	180	2.344	673	2.533	374	2.262

(1) Incluye 167, 631 y 358 al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, respectivamente, correspondientes a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

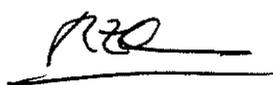
(2) Devengan interés a tasas anuales de entre 4,10% y 4,50%.

##### b) Créditos por ventas:

	2004		2003		2002	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Deudores comunes	1.779	71	1.554	80	1.766	81
Sociedades relacionadas (Nota 7)	510	-	491	-	575	-
	2.289 <sup>(1)</sup>	71	2.045	80	2.341	81
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(347)	-	(358)	-	(433)	-
	1.942	71	1.687	80	1.908	81

(1) Incluye 288 en gestión judicial, 94 de plazo vencido a menos de tres meses, 155 de plazo vencido a más de tres meses, 1.727 a vencer dentro de los próximos tres meses y 25 a vencer a más de tres meses.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

## c) Otros créditos:

	2004		2003		2002	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Impuesto diferido (Nota 3.I)	-	405	-	166	-	417
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	299	17	254	18	257	70
Deudores por servicios	20	-	39	-	26	-
Gastos pagados por adelantado	42	128	35	156	56	201
Cánones y derechos	19	105	18	125	17	144
Sociedades relacionadas (Nota 7)	2.516 <sup>(3)</sup>	617 <sup>(3)</sup>	5.235	603	3.083	458
Préstamos a clientes	10	87	9	87	11	92
Por reconversión de contratos	-	21	-	25	-	27
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	6	-	29	-	38	-
Diversos	286	103	130	84	149	112
	<u>3.198<sup>(1)</sup></u>	<u>1.483<sup>(2)</sup></u>	<u>5.749</u>	<u>1.264</u>	<u>3.637</u>	<u>1.521</u>
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(122)	-	(122)	-	(105)	-
Previsión para valuar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(70)	-	(80)	-	(97)
	<u>3.076</u>	<u>1.413</u>	<u>5.627</u>	<u>1.184</u>	<u>3.532</u>	<u>1.424</u>

(1) Incluye 21 de plazo vencido a menos de tres meses, 111 de plazo vencido a más de tres meses y 3.066 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 1.642 de uno a tres meses, 32 de tres a seis meses, 9 de seis a nueve meses y 1.383 de nueve a doce meses.

(2) Incluye 960 a vencer de uno a dos años, 348 a vencer de dos a tres años y 175 a vencer a más de tres años.

(3) Devengan interés a tasas anuales de entre 2,51% y 6,67%.

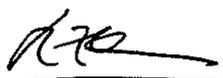
## d) Bienes de cambio:

	2004	2003	2002
Productos destilados para la venta	558	352	307
Petróleo crudo	346	262	218
Productos en proceso de destilación	9	14	10
Materias primas y envases	92	47	59
	<u>1.005</u>	<u>675</u>	<u>594</u>

## e) Bienes de uso:

	2004	2003	2002
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	19.141	18.788	19.037
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	(16)	(39)	(44)
Previsión para obsolescencia de materiales (Anexo E)	(25)	(26)	(26)
Previsión para bienes de uso a desafectar (Anexo E)	(22)	(21)	(57)
	<u>19.078</u>	<u>18.702</u>	<u>18.910</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
 MARIO E. VAZQUEZ  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005  
 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

**Pasivo****f) Cuentas por pagar:**

	2004		2003		2002	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	1.417	22	1.237	27	1.238	4
Obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	-	648	-	347	-	199
Sociedades relacionadas (Nota 7)	330	-	240	-	208	-
Inversión en sociedad controlada – YPF Holdings Inc.	102	-	-	-	-	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	136	-	104	-	113	-
Diversas	50	98	37	62	44	70
	<u>2.035<sup>(1)</sup></u>	<u>768<sup>(2)</sup></u>	<u>1.618</u>	<u>436</u>	<u>1.603</u>	<u>273</u>

(1) Incluye 2.001 a vencer dentro de los próximos tres meses, 11 a vencer de tres a seis meses y 23 a vencer a más de seis meses.

(2) Incluye 159 a vencer de uno a dos años y 609 a vencer a más de dos años.

**g) Préstamos:**

	Tasa de Interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento del Capital	2004		2003		2002	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Obligaciones Negociables <sup>(2)</sup>	7,75-10,00%	2007-2028	29	1.078	574	1.075	983	2.406
Pasivo subordinado con accionistas (Nota 4)	5,00%	2005	13	-	-	-	-	-
Otras deudas bancarias y otros acreedores	3,53%	2005-2007	85	154	76	220	91	340
			<u>127</u>	<u>1.232</u>	<u>650</u>	<u>1.295</u>	<u>1.074</u>	<u>2.746</u>

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2004.

(2) Se exponen netas de 784, 1.253 y 1.200 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2004, los vencimientos de los préstamos corrientes y no corrientes, son los siguientes:

	De 1 a	De 3 a	De 6 a	De 9 a	Total
	3 meses	6 meses	9 meses	12 meses	
Préstamos corrientes	<u>68</u>	<u>18</u>	<u>39</u>	<u>2</u>	<u>127</u>
	De 1 a	De 2 a	De 4 a	A más de	Total
	2 años	3 años	5 años	5 años	
Préstamos no corrientes	<u>79</u>	<u>593</u>	<u>366</u>	<u>194</u>	<u>1.232</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
**MARIO E. VAZQUEZ**  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005  
 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

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

Programa Global	Emisión		Tasa de Interés Fija	Vencimiento del Capital	Valor Registrado					
	(en millones)				2004		2003		2002	
	Año	Valor nominal			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
U\$S 1.000	1997	U\$S 300	7,75%	2007	14	518	15	517	20	717
U\$S 1.000	1998	U\$S 100	10,00%	2028	3	194	3	190	4	221
U\$S 1.000	1999	U\$S 225	9,13%	2009	12	366	12	368	14	442
U\$S 1.000	1998	U\$S 350	-	-	-	-	-	-	914	-
-	-	1994	U\$S 350	-	-	-	544	-	31	1.026
					29	1.078	574	1.075	983	2.406

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.

#### h) Anticipo de clientes, netos:

	2004		2003		2002	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipo de clientes	644	1.466	432	1.276	625	1.560
Instrumentos financieros derivados de cobertura - Swaps de precio de hidrocarburos	(380)	(832)	(172)	(395)	(224)	(233)
	264	634 <sup>(1)</sup>	260	881	401	1.327

(1) Incluye 264 a vencer de uno a dos años, 264 a vencer de dos a tres años y 106 a vencer a más de tres años.

#### Diferencias transitorias

#### i) Conversión de participaciones en sociedades del exterior:

	2004	2003	2002
Saldo al inicio del ejercicio	(115)	-	-
Aumentos (disminuciones)	8	(115)	-
Saldo al cierre del ejercicio	(107)	(115)	-

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
**MARIO E. VAZQUEZ**  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

## Estados de Resultados

## j) Ventas netas:

	Ingresos (Egresos)		
	2004	2003	2002
Ventas	19.350	17.242	16.044
Impuesto sobre los ingresos brutos	(286)	(245)	(173)
Retención a las exportaciones	(616)	(541)	(443)
	<u>18.448</u>	<u>16.456</u>	<u>15.428</u>

## k) Otros egresos, netos:

	2004	2003	2002
Previsión para juicios pendientes y otros reclamos	(534)	(140)	(115)
Remediación medioambiente	(69)	(34)	-
Diversos	(62)	13	(73)
	<u>(665)</u>	<u>(161)</u>	<u>(188)</u>

## l) Impuesto a las ganancias:

	2004	2003	2002
Impuesto a las ganancias corriente	(3.091)	(2.993)	(375)
Impuesto diferido	239	(248)	332
	<u>(2.852)</u>	<u>(3.241)</u>	<u>(43)</u>

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002 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:

	2004	2003	2002
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	7.728	7.869	3.659
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(2.705)	(2.754)	(1.281)
Diferencias permanentes:			
Reexpresión en moneda constante	(353)	(485)	132
Resultado de inversiones no corrientes y amortización de llave de negocio	71	136	(255)
Diferencia de cambio nominal por conversión de inversiones no corrientes	-	-	1.051
Diferencia de cambio no gravada (no deducible)	5	(18)	219
Diversas	130	(120)	91
	<u>(2.852)</u>	<u>(3.241)</u>	<u>(43)</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
 MARIO E. VAZQUEZ  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, es la siguiente:

	2004	2003	2002
Activos impositivos diferidos			
Diferencias de cambio generadas por la devaluación inicial del peso - Ley N° 25.561	99	151	202
Previsiones no deducibles	425	250	275
Quebrantos específicos	174	-	-
Diversos	84	51	101
<b>Total activo impositivo diferido</b>	<b>782</b>	<b>452</b>	<b>578</b>
Pasivos impositivos diferidos			
Bienes de uso	(258)	(235)	(115)
Diversos	(119)	(51)	(46)
<b>Total pasivo impositivo diferido</b>	<b>(377)</b>	<b>(286)</b>	<b>(161)</b>
<b>Total impuesto diferido</b>	<b>405</b>	<b>166</b>	<b>417<sup>(1)</sup></b>

(1) Incluye 3 de reexpresión a moneda constante al 31 de diciembre de 2002 (Nota 1).

#### 4. CAPITAL SOCIAL

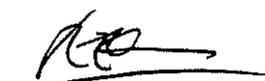
Al 31 de diciembre de 2004, el capital suscrito es de 3.933 y está representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 31 de diciembre de 2004, Repsol YPF, S.A. ("Repsol YPF") controla la Sociedad, mediante una participación directa e indirecta 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.

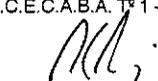
Al 31 de diciembre de 2004, el Estado Nacional Argentino posee 1.000 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente su voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de copiamiento accionario consentido 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 27 - F° 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005  
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 virtud de lo requerido por la Resolución General N° 466/04 de la CNV, la Sociedad transformó los aportes irrevocables en un pasivo subordinado, expuesto en el rubro "Préstamos" del balance general al 31 de diciembre de 2004. La cancelación del mencionado pasivo se efectuará a la totalidad de los accionistas de la Sociedad en proporción a sus respectivas tenencias accionarias.

## 5. ACTIVOS DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA Y GARANTIAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 2004, YPF ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de las sociedades Pluspetrol Energy S.A. y Central Dock Sud S.A. por un monto de aproximadamente U\$S 54 millones y U\$S 65 millones, respectivamente. Los préstamos relacionados tienen vencimiento final en 2011.

La Sociedad ha prendado la totalidad de sus acciones de Profertil S.A. por requerimiento del acuerdo de financiación y se ha comprometido, entre otras cosas, a mantener su participación en dicha sociedad hasta el 31 de diciembre de 2010.

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

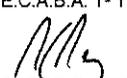
Al 31 de diciembre de 2004, las Uniones Transitorias de Empresas ("UTES") y los principales Consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

Nombre y Ubicación	Participación	Operador	Ultimos Estados Contables Emitidos	Actividad
Acambuco Salta	22,50%	Pan American Energy LLC	30/09/04	Exploración y producción
Aguada Pichana Neuquén	27,28%	Total Austral S.A.	30/09/04	Producción
Aguaragüe Salta	30,00%	Tecpetrol S.A.	31/12/04	Exploración y producción
Bandurria Neuquén	27,30%	YPF S.A.	31/12/03	Exploración
CAM-1 Tierra del Fuego y Santa Cruz	50,00%	Sipetrol S.A.	-	Exploración y producción
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.	31/12/03	Producción
CCA-1 GAN GAN Chubut	50,00%	Wintershall Energía S.A.	-	Exploración
CGSJ - V/A Chubut	50,00%	Wintershall Energía S.A.	-	Exploración

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005  
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

Nombre y Ubicación	Participación	Operador	Últimos Estados Contables Emitidos	Actividad
Corralera Neuquén	40,00%	Chevron San Jorge S.R.L.	-	Exploración
El Tordillo Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/04	Producción
Filo Morado Neuquén	50,00%	YPF S.A.	31/12/03	Generación de energía eléctrica
La Tapera y Puesto Quiroga Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.	30/09/04	Exploración
Llancanelo Mendoza	51,00%	YPF S.A.	31/12/03	Exploración y producción
Magallanes "A" Santa Cruz	50,00%	Sipetrol S.A.	31/12/03	Producción
Palmar Largo Formosa	30,00%	Pluspetrol S.A.	31/12/04	Producción
Puesto Hernández Neuquén y Mendoza	61,55%	Pecom Energía S.A.	30/09/04	Producción
Ramos Salta	15,00% <sup>(1)</sup>	Pluspetrol Energy S.A.	31/12/03	Producción
San Roque Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.	30/09/04	Exploración y producción
Tierra del Fuego Tierra del Fuego	30,00%	Pan American Faguina S.R.L.	30/09/04	Producción

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

Hasta el 31 de diciembre de 2004, 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 30% y el 100%.

Los activos y pasivos y los costos de producción por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002 de las UTEs y consorcios que se incluyen en cada rubro de los estados contables son los siguientes:

	2004	2003	2002
Activo corriente	84	79	110
Activo no corriente	1.912	1.792	1.658
Total del activo	1.996	1.871	1.768
Pasivo corriente	197	152	192
Pasivo no corriente	137	133	44
Total del pasivo	334	285	236
Costos de producción	775	665	663

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
 MARIO E. VAZQUEZ  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005  
 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 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 2004, 2003 y 2002, 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:

	2004			2003			2002					
	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Cuentas por pagar			
	Comercio	Otros créditos	Comercio	Comercio	Otros créditos	Comercio	Comercio	Otros créditos	Comercio			
<b>Sociedades controladas:</b>												
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	16	-	-	10	9	-	5	6	2	-	6	
A - Evangelista S.A.	-	7	-	41	-	1	18	-	1	-	28	
Otras	-	-	-	44	-	-	44	-	-	-	44	
	16	7	-	95	9	1	67	6	3	-	78	
<b>Sociedades bajo control conjunto:</b>												
Petroken	38	-	-	1	35	-	-	26	-	-	-	
Profertil S.A.	6	1	-	34	11	37	14	8	109	-	7	
Mega	157	2	-	-	112	30	21	228	1	30	-	
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	72	-	-	26	57	-	43	89	2	-	22	
	273	3	-	61	215	67	78	351	112	30	29	
<b>Sociedades bajo influencia significativa:</b>	114	1	-	46	73	22	28	31	45	-	64	
<b>Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:</b>												
Repsol YPF	-	1.305	-	26	-	1.385	-	33	-	1.394	-	26
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	30	-	-	28	132	-	-	146	-	-	-	
Repsol YPF Gas S.A.	16	21	32	-	10	22	48	2	10	30	63	
Repsol YPF Gas Chile Ltda.	-	4	323	-	-	8	299	-	-	-	365	
Repsol YPF Brasil S.A.	11	18	262	18	21	25	256	14	18	313	-	
Repsol International Finance B.V.	-	1.137	-	-	-	3.699	-	-	-	1.172	-	
Otras	50	20	-	56	31	6	-	18	13	14	-	11
	107	2.505	617	128	194	5.145	603	67	187	2.923	428	37
	510	2.516	617	330	491	5.235	603	240	575	3.083	458	208

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. Las principales operaciones de compra, de venta y financieras con estas sociedades por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, son las siguientes:

	2004				2003				2002			
	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	Compras y servicios	Operaciones de préstamos (débitos) créditos	Intereses ganancia (pérdida)
<b>Sociedades controladas:</b>												
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	15	96	-	-	9	80	-	-	8	85	-	-
A - Evangelista S.A.	-	131	-	-	1	117	-	-	-	258	2	1
	15	227	-	-	10	197	-	-	8	343	2	1
<b>Sociedades bajo control conjunto:</b>												
Petroken	181	5	-	-	143	1	-	-	123	1	-	-
Profertil S.A.	67	130	35	-	48	72	50	5	64	29	20	8
Mega	611	-	25	(1)	413	-	-	1	294	-	(34)	1
Refinor	266	140	-	-	263	126	-	-	212	86	-	-
	1.125	275	60	(1)	867	199	50	6	693	116	(14)	9
<b>Sociedades bajo influencia significativa:</b>	564	244	-	-	310	230	-	-	191	245	-	-

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
**MARIO E. VAZQUEZ**  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

	2004				2003				2002			
	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	Compras y servicios	Operaciones de préstamos (débitos) créditos	Intereses ganancia (pérdida)
<b>Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:</b>												
Repsol YPF	-	20	185	51	-	19	(134)	49	1	19	(83)	34
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	636	155	-	-	1.225	34	-	-	1.412	377	-	-
Repsol YPF Brasil S.A.	70	5	-	14	64	2	-	16	55	-	25	20
Repsol YPF Gas S.A.	193	2	17	7	170	1	27	5	116	-	28	6
Repsol International Finance B.V.	-	-	2.602	31	-	-	(2.644)	28	-	-	(1.212)	5
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.899)	(76)
Otras	185	170	-	18	291	10	25	11	48	11	207	25
	1.084	352	2.804	121	1.750	66	(2.726)	109	1.632	407	(2.934)	14
	2.788	1.098	2.864	120	2.937	692	(2.676)	115	2.524	1.111	(2.946)	24

## 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 29, 23 y 25 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, 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, 5 y 4 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, respectivamente.

### c) Programas de incentivo a directivos:

Están dirigidos a directivos y otras personas de alta responsabilidad en YPF y sus sociedades controladas. El objetivo de estos programas consiste en fortalecer los vínculos entre los ejecutivos anteriormente mencionados con los intereses de los accionistas, en tanto que al mismo tiempo se favorece la continuidad del personal más destacado. Los programas son los siguientes:

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
 MARIO E. VAZQUEZ  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.C.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

- Programa de Apreciación Accionaria 2000: 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. Al 31 de diciembre de 2004, los derechos accionarios de este programa han sido totalmente ejercidos y cancelados en efectivo.
- Programa de Apreciación Accionaria 2002: 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. Al 31 de diciembre de 2004 existen 583.282 derechos de apreciación accionaria cuyo valor base es de 13 euros por acción y 641.072 derechos de apreciación accionaria cuyo valor base es de 18 euros por acción.

En relación con los derechos de cada tramo, los beneficiarios podrán ejercitar hasta 1/3 de los títulos a partir del 1 marzo de 2004, hasta 2/3 a partir del 1 de marzo de 2005 y desde el 1 de marzo hasta diciembre de 2006, los beneficiarios podrán ejercitar la totalidad de los derechos no ejercitados anteriormente. Durante 2004, Repsol YPF ha adquirido opciones con el objeto de cubrir las erogaciones correspondientes al presente programa.

- Incentivo por permanencia: el devengamiento de este incentivo está ligado a la permanencia del beneficiario al servicio de la Sociedad hasta el 31 de diciembre de 2006. Se calcula en base a la retribución del beneficiario y un multiplicador variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos.

El cargo neto correspondiente a estos programas por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002 no ha sido significativo.

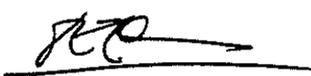
## 9. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

### 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, el monto registrado en la previsión para juicios pendientes constituye la mejor estimación, sobre la base de la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables, del posible impacto futuro de los mencionados juicios (Anexo E).

Adicionalmente, existen causas en las que YPF es demandada por aproximadamente 592, 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. Asimismo, existen 148 causas con perspectiva desfavorable en las que YPF es demandada para las cuales no se han 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 razonablemente el monto de las mismas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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) 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. Al 31 de diciembre de 2004, aproximadamente 22 millones de barriles de crudo se encuentran pendientes de entrega.

**Arrendamientos operativos:**

Al 31 de diciembre de 2004, los principales contratos de arrendamiento que han comenzado a ejecutarse a partir del 1 de enero de 2003, corresponden principalmente a alquileres de equipamiento de instalaciones de producción en yacimientos. Los cargos por estos contratos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2004 ascendieron a 46.

Al 31 de diciembre de 2004, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos, ascienden a 59 hasta 1 año, 141 de 1 a 5 años y 1 a más de 5 años.

**Reclamos fiscales:**

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 entre 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 y ha hecho una presentación judicial cuestionando dichos reclamos.

Adicionalmente, la Sociedad ha recibido diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales. En opinión de la Gerencia de la Sociedad y sus asesores legales, basada en la información disponible, no se espera que en el futuro estos reclamos tengan efectos adversos significativos en los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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 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. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerido a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad.

Hasta el 31 de diciembre de 2004, 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.

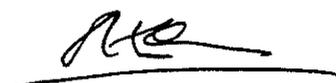
No obstante, se ha encomendado la realización de estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en las que la Sociedad tiene actividades, a fin de establecer su estado, causas y remedios, así como en su caso en función de la antigüedad del problema, 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 2004, se han provisionado las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables, 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.

### **Pasivos ambientales de Maxus:**

Ciertos pasivos ambientales relacionados con operaciones de Chemicals 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).

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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

### **Mercado del gas licuado de petróleo:**

Con fecha 22 de marzo de 1999, YPF fue notificada de la Resolución N° 189/99 de la ex Secretaría de Industria, Comercio y Minería, la 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.

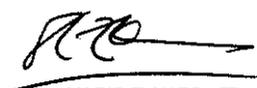
Asimismo, la Resolución N° 189/99 ordenó iniciar una investigación para comprobar si la conducta de abuso de posición dominante sancionada ocurrida durante el período comprendido entre 1993 y 1997, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia ("CNDC") 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.

YPF presentó el 4 de febrero del 2004 un recurso de queja ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico, 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. La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico rechazó el pedido de nulidad en cuanto a la integración del Tribunal (falta de mayoría) mediante resolución de fecha 9 de noviembre de 2004, ante la cual YPF interpuso un recurso extraordinario y un recurso de casación.

Asimismo, el 31 de agosto del 2004 YPF apeló la resolución de la CNDC que rechazó el planteo de prescripción. La CNDC concedió el recurso y remitió las actuaciones a la Sala II de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal para su trámite. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, la mencionada Cámara no ha resuelto el recurso interpuesto.

A pesar de los sólidos argumentos de YPF, las circunstancias expuestas dan cuenta que, en principio, la CNDC ignora las defensas esgrimidas por YPF y que no estaría dispuesta a modificar la doctrina sentada por la Resolución N° 189/99, y a su vez, las decisiones de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico muestran una tendencia proclive a confirmar las decisiones de la CNDC.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 27 - F° 126

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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



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

### **Acuerdo con el Estado Nacional y la Provincia de Neuquén:**

Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 1.252, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación del área Loma La Lata - Sierra Barrosa de la cual YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF se comprometió, entre otras cosas, a abonar al Estado Nacional U\$S 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada 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 N° 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 N° 23.928 fue derogada a partir de la entrada en vigencia de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, promulgada el 6 de enero de 2002 y que, por lo tanto, el reclamo de EDF carece de fundamentos.

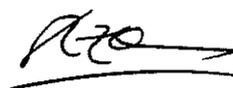
### **Disponibilidad de divisas por exportaciones:**

El Decreto N° 1.589/89 del Poder Ejecutivo Nacional establece que los productores con libre disponibilidad de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados en los términos de la Ley N° 17.319 y decretos complementarios, y los productores que así lo convengan en el futuro, tendrán la libre disponibilidad del porcentaje de divisas proveniente de las exportaciones de petróleo crudo, derivados del petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones, o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos, el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder al 70% de cada operación.

Durante el año 2002, diferentes organismos de asesoramiento del Estado Nacional emitieron interpretaciones que consideraban derogado implícitamente el Decreto N° 1.589/89 en lo que respecta a la libre disponibilidad de las divisas como consecuencia de la emisión del Decreto N° 1.606/01.

El Decreto N° 2.703/02, que entró en vigencia el 31 de diciembre de 2002, 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.

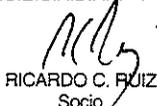
Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 27 - F° 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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 el supuesto de un eventual pedido de liquidación de divisas por parte del Banco Central, por exportaciones de hidrocarburos realizadas desde la vigencia del Decreto N° 1.606/01 hasta que entrara en vigencia el Decreto N° 2.703/02, YPF S.A. podrá cuestionar administrativamente tal decisión, así como plantear medidas cautelares.

#### **Exportaciones de gas natural:**

Como consecuencia de las medidas adoptadas por el Estado Nacional tendientes a racionalizar las exportaciones y garantizar el abastecimiento del mercado argentino de gas natural, YPF, argumentando razones de fuerza mayor, debió incumplir con ciertos compromisos de suministro de gas natural a clientes del exterior. Ciertos clientes han rechazado la fuerza mayor alegada, haciendo responsable a YPF por el incumplimiento de la obligación contractual de suministro.

En enero de 2005, Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("ENDESA") notificó a YPF sobre el inicio de un procedimiento de arbitraje a fin de resolver la controversia planteada por el supuesto incumplimiento de una cláusula de ampliación de la cantidad de gas natural a entregar, dispuesta por el contrato de exportación firmado en junio de 2000 y reclamando el pago de la penalidad contractual. A la fecha de emisión de estos estados contables, la Gerencia de la Sociedad, en conjunto con sus asesores legales externos, se encuentra analizando los antecedentes y méritos del mencionado reclamo, por lo que no ha podido establecer con razonable certeza la perspectiva del mismo.

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

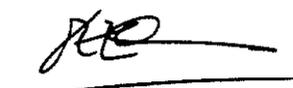
Durante el año 2002 se implementó en el país un profundo cambio del modelo económico para superar la crisis económica en el mediano plazo. A tales efectos, el Gobierno Nacional abandonó el modelo de paridad del peso con el dólar estadounidense vigente desde el mes de marzo de 1991 y adoptó diversas medidas de carácter económico, 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 N° 19.550, el 5% de la utilidad neta del ejercicio debe ser apropiada a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social (capital suscripto y ajuste de los aportes). En consecuencia, los resultados no asignados están restringidos en 244.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005



MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 27 - F° 126

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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



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

## 11. PRINCIPALES CAMBIOS EN EL CONJUNTO ECONOMICO

### Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2004:

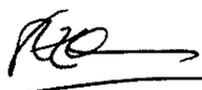
- En julio de 2004, YPF, a través de YPF Holdings Inc., vendió por un valor de U\$S 43 millones su participación en Global Companies LLC y afiliadas ("Global"), sociedades bajo control conjunto con operaciones en el segmento de Refino y Marketing en los Estados Unidos de América, registrando una ganancia de 47.
- En octubre de 2004, YPF, a través de YPF Internacional S.A. vendió su participación en YPF Indonesia Ltd., sociedad controlada con operaciones de exploración y producción en Indonesia por un valor de U\$S 41 millones, registrando una ganancia de 92.

Adicionalmente, con posterioridad al 31 de diciembre de 2004, YPF vendió sus participaciones en PBBPolisur S.A. y Petroken por un valor de U\$S 97,5 millones y U\$S 58 millones, respectivamente (Nota 2.d). A la fecha de emisión de los presentes estados contables, el perfeccionamiento de la venta de la participación en Petroken está sujeto a la aprobación de la CNDC.

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

- En enero de 2002, YPF a través de YPF Internacional Ltd., vendió 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 de la Sociedad 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 Internacional 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

  
MARIO E. VAZQUEZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.C.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 27 - Fº 126

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 10 - MARZO - 2005

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 PETROLEO Y GAS (información no cubierta por el Informe del Auditor ni por el Informe de la Comisión Fiscalizadora)

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

### Costos Activados

A continuación se exponen los costos activados, junto con las correspondientes depreciaciones acumuladas y provisiones al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002:

	2004		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Propiedades de petróleo y gas probadas			
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	41.239	23	41.262
Equipos e instalaciones auxiliares	863	-	863
Perforaciones, equipos e instalaciones en curso	901	60	961
Propiedades de petróleo y gas no probadas	65	45	110
Total costos activados	43.068	128	43.196
Depreciación acumulada y provisiones que reducen valores de activos	(28.696)	(16)	(28.712)
Costos netos activados	14.372	112	14.484
Costos netos activados de sociedades vinculadas	104	-	104
	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 <sup>(1)</sup>	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 <sup>(1)</sup>	13.899
Costos netos activados de sociedades vinculadas	135	-	135

(1) Incluye costos activados en propiedades que fueron vendidas durante el ejercicio 2004, de acuerdo con lo mencionado en la Nota 11.

### Costos incurridos

Los costos incurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002 en las actividades de producción de petróleo y gas son los siguientes:

	2004		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Adquisición de reservas			
No probadas	-	6	6
Costos de exploración	297	108	405
Costos de desarrollo	2.235	12	2.247
Total de costos incurridos	2.532	126 <sup>(1)</sup>	2.658
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	11	-	11

	2003		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
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 <sup>(1)</sup>	2.345
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	6	-	6

	2002			Consolidado
	Argentina	Resto de Sudamérica	Resto del mundo	
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 <sup>(1)</sup>	2.296
Total de costos incurridos por sociedades vinculadas	27	79 <sup>(1)</sup>	-	106

(1) Incluye costos incurridos en propiedades que fueron vendidas durante los ejercicios 2004 y 2002, de acuerdo con lo mencionado en 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.

	2004		Consolidado
	Argentina	Resto del mundo <sup>(1)</sup>	
Ventas netas a terceros	2.234	10	2.244
Ventas netas intersegmentos	10.790	-	10.790
Total ventas netas	13.024	10	13.034
Costos de producción	(3.618)	(10)	(3.628)
Gastos de exploración	(246)	(136)	(382)
Depreciaciones y cargos a resultados por provisiones para reducir valores de activos	(1.952)	(5)	(1.957)
Otros	(9)	-	(9)
Utilidad (pérdida) por actividades de producción antes de impuestos	7.199	(141)	7.058
Impuesto a las ganancias	(2.786)	(1)	(2.787)
Utilidad (pérdida) neta de las actividades de producción de petróleo y gas	4.413	(142)	4.271
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	35	-	35

	2003		
	Argentina	Resto del mundo <sup>(1)</sup>	Consolidado
Ventas netas a terceros	1.411	21	1.432
Ventas netas intersegmentos	10.092	-	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) <sup>(1)</sup>	3.708
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	20	-	20

	2002			
	Argentina	Resto de Sudamérica	Resto del mundo <sup>(1)</sup>	Consolidado
Ventas netas a terceros	905	84	17	1.006
Ventas netas intersegmentos	10.935	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	(66)	4.489
Resultados de las operaciones de sociedades vinculadas	50	22 <sup>(1)</sup>	-	72

(1) Incluye los resultados de las operaciones de explotación de petróleo y gas relacionadas con las propiedades vendidas durante los ejercicios 2004 y 2002, de acuerdo con lo mencionado en Nota 11.

## Reservas de petróleo y gas

Las reservas probadas representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensados y 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 2004, 2003 y 2002 y los cambios correspondientes:

	<b>Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)</b>		
	<b>2004</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	1.264	5	1.269
Revisiones de estimaciones anteriores	(38)	-	(38)
Extensiones, descubrimientos y recuperación secundaria	28	-	28
Venta de reservas <i>in situ</i> (Nota 11)	-	(5)	(5)
Producción del ejercicio	(146)	-	(146)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>1.108<sup>(1)</sup></u>	<u>-</u>	<u>1.108</u>
<b>Reservas probadas y desarrolladas</b>			
Comienzo del ejercicio	1.047	-	1.047
Cierre del ejercicio	908 <sup>(2)</sup>	-	908
<b>Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas</b>			
	7	-	7

<b>Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)</b>			
<b>2003</b>			
	<b>Argentina</b>	<b>Resto del mundo</b>	<b>Consolidado</b>
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	<u>1.264<sup>(1)</sup></u>	<u>5</u>	<u>1.269</u>
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

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

(1) Incluye líquidos de gas natural por 236, 275 y 368 al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, respectivamente.

(2) Incluye líquidos de gas natural por 186, 222 y 274 al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, respectivamente.

	<b>Gas natural</b>		
	<b>(miles de millones de pies cúbicos)</b>		
	<b>2004</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	7.930	50	7.980
Revisiones de estimaciones anteriores	(524)	-	(524)
Extensiones y descubrimientos	111	-	111
Venta de reservas <i>in situ</i> (Nota 11)	-	(46)	(46)
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(705)	-	(705)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>6.812</u>	<u>4</u>	<u>6.816</u>
<b>Reservas probadas y desarrolladas</b>			
Comienzo del ejercicio	5.602	7	5.609
Cierre del ejercicio	5.037	4	5.041
<b>Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas</b>			
	200	-	200

	<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

**Gas natural**  
(miles de millones de pies cúbicos)

	<b>2002</b>			<b>Consolidado</b>
	<b>Argentina</b>	<b>Resto de Sudamérica</b>	<b>Resto del mundo</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

(1) Excluye las cantidades venteadas.

#### **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 2,98, 2,93 y 3,37 pesos argentinos por dólar estadounidense, al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, 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 períodos durante los cuales se extraerán las reservas probadas. Ni el efecto de variación en los precios futuros, ni los cambios futuros esperados en la tecnología y prácticas operativas han sido considerados.

	2004		
	Argentina	Resto del mundo	Consolidado
Ingresos futuros de fondos	126.217	67	126.284
Costos futuros de producción	(30.070)	(8)	(30.078)
Costos futuros de desarrollo	(7.101)	-	(7.101)
Flujos futuros de fondos netos, antes de impuesto a las ganancias	89.046	59	89.105
Descuento por efecto tiempo de los flujos de fondos futuros	(36.388)	(26)	(36.414)
Impuesto a las ganancias, descontado al 10% <sup>(1)</sup>	(17.065)	(12)	(17.077)
Medida estándar de los flujos de fondos futuros	35.593	21	35.614
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	323	-	323
	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 <sup>(2)</sup>	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 <sup>(2)</sup>	38.919
Medida estándar de los flujos de fondos futuros de sociedades vinculadas	732	-	732

(1) El impuesto a las ganancias, sin descontar, asciende a 28.143 (28.121 en Argentina y 22 en Resto del mundo), 25.599 (25.408 en Argentina y 191 en Resto del mundo) y 30.988 (30.763 en Argentina y 225 en Resto del mundo) al 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, respectivamente.

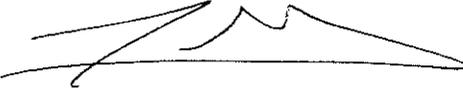
(2) Incluye los flujos de fondos relacionados con las propiedades vendidas en los ejercicios 2004 y 2002, de acuerdo a lo mencionado en la Nota 11.

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

Los estados contables por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2003 y 2002 que se presentan con propósitos comparativos, fueron modificados para dar efecto retroactivo a las modificaciones introducidas por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2004. Los principales cambios de criterios son: la exposición del efecto descuento en cada una de las líneas y un nuevo agrupamiento de las causas de la variación de la medición estándar de los flujos netos de fondos.

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 2004, 2003 y 2002:

	2004	2003	2002
Saldos al inicio del ejercicio	31.915	38.919	30.855
Ventas y transferencias, netas de costos de producción	(8.921)	(9.405)	(7.267)
Cambio neto de precios de venta y transferencia, neto de costos futuros de producción	12.445	839	20.632
Cambios en las reservas y en los perfiles de producción	(2.641)	(5.725)	9.247
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación secundaria	1.796	4.728	(3.230)
Cambios en costos estimados futuros de desarrollo y abandono	(3.244)	56	(118)
Costos de desarrollo del ejercicio que redujeron costos de desarrollo futuros	634	1.059	1.154
Efecto financiero	2.689	2.901	3.272
Cambio neto de impuesto a las ganancias	(181)	3.099	(6.707)
Ventas de reservas <i>in situ</i>	(146)	-	(1.735)
Otros	1.268	(4.556)	(7.184)
Saldos al cierre del ejercicio	35.614	31.915	38.919

  
ENRIQUE LOCUTURA RUPEREZ  
Vicepresidente